



Contribution au dimensionnement et à la gestion par optimisation de systèmes de stockage d'énergie pour les réseaux électriques ferroviaires

Olivier Bossi

► To cite this version:

Olivier Bossi. Contribution au dimensionnement et à la gestion par optimisation de systèmes de stockage d'énergie pour les réseaux électriques ferroviaires. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2016. Français. NNT : 2016GREAT001 . tel-01279238

HAL Id: tel-01279238

<https://theses.hal.science/tel-01279238>

Submitted on 25 Feb 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Génie Électrique**

Arrêté ministériel : 7 août 2006

Présentée par

Olivier BOSSI

Thèse dirigée par **Nicolas RETIÈRE**

et codirigée par **Laurent GERBAUD**

préparée au sein du **Laboratoire de Génie Électrique de Grenoble (G2Elab)**

et de l'**École Doctorale Électronique, Électrotechnique, Automatique et Traitement du Signal (EEATS)**

Contribution au dimensionnement et à la gestion par optimisation de systèmes de stockage d'énergie pour les réseaux électriques ferroviaires

Thèse soutenue publiquement le **13 janvier 2016**,
devant le jury composé de :

M. Benoit ROBYNS

Professeur, École des Hautes Études d'Ingénieur, Lille, Président

M. Mario PAOLONE

Professeur, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Rapporteur

M. Philippe LADOUX

Professeur, INP Toulouse, Rapporteur

M. Nicolas RETIÈRE

Professeur, Université Grenoble Alpes, Directeur de thèse

M. Laurent GERBAUD

Professeur, Université Grenoble Alpes, Co-Directeur de thèse

M. Julien POUGET

Chef de Projet, SNCF Innovation & Recherche, Examineur

M. Hervé CARON

Coordinateur projets de recherche Traction Electrique, SNCF Ingénierie & Projets,
Invité



Remerciements

Même si l'on est souvent seul dans ses travaux, une thèse est avant tout un travail d'équipe. C'est pour cela que je tiens à remercier les nombreuses personnes ayant apporté une contribution, de près ou de loin, à la rédaction de ce manuscrit et aux travaux qui y sont présentés.

Je tiens tout d'abord à remercier Benoit Robyns, Mario Paolone et Philippe Ladoux d'avoir accepté de faire partie de mon jury de thèse et de leurs avis et questions pertinentes permettant d'ouvrir de nouvelles perspectives à ces travaux, ainsi qu'à Hervé Caron d'y avoir apporté sa vision industrielle.

Vient ensuite mon encadrement proche : Nicolas Retière, directeur de cette thèse, qui a su apporter son expérience et son esprit de synthèse lorsqu'il était nécessaire de choisir les bonnes orientations, Laurent Gerbaud, pour avoir donné de son temps lorsqu'il était nécessaire d'aller plus loin sur certains aspects méthodologiques et Julien Pouget, pour m'avoir permis d'effectuer ces travaux dans de bonnes conditions en sachant arbitrer entre les contraintes industrielles et académiques.

Je tiens à remercier toutes les équipes du G2ELab et de la direction Ingénierie&Recherche de la SNCF avec qui j'ai pu échanger sur de nombreuses choses et partager d'excellents moments, les équipes du département traction électrique de la direction de l'ingénierie de SNCF Réseau, pour avoir fourni la matière permettant de donner une perspective concrète à mes travaux, ainsi que les étudiants et enseignants de l'ENSE3 avec qui j'ai pu collaborer et échanger, que ça soit dans le cadre de projets ou de stages.

Enfin, je tiens à remercier ma famille et mes amis pour avoir su me donner un coup de main quand le besoin se faisait sentir, ainsi que par la même occasion tous ceux que j'aurais éventuellement oubliés.

Table des matières

Remerciements	3
Introduction	9
1 Problématique industrielle	11
1.1 Problématiques des réseaux électriques ferroviaires	12
1.1.1 Croissance du trafic	12
1.1.2 Raccordement au réseau de transport d'électricité	12
1.1.3 Dérégulation des marchés de l'énergie	13
1.1.4 Contraintes économiques	13
1.1.5 Contraintes normatives	13
1.1.6 Synthèse des problématiques associées à l'électrification des réseaux ferroviaires	14
1.2 Description des réseaux d'électrification ferroviaire	14
1.2.1 Principe d'un réseau d'électrification ferroviaires	14
1.2.2 Systèmes d'électrification ferroviaires	15
1.2.2.1 Le système 1500V courant continu	16
1.2.2.2 Le système 25kV-50Hz	17
1.2.2.3 Variante 2×25kV	18
1.2.3 Solutions technologiques pour le renforcement du réseau	19
1.2.3.1 Construction de nouvelles sous-stations	19
1.2.3.2 Renforcements du circuit de traction	19
1.2.3.3 Solutions basées sur l'utilisation d'électronique de puissance	20
1.2.3.4 Ajout de systèmes de stockage d'énergie	20
1.2.4 Choix des solutions technologiques envisagées dans nos travaux	21
1.3 Les systèmes de stockage d'énergie	22
1.3.1 Applications actuelles des systèmes de stockage d'énergie dans les réseaux électriques	22
1.3.2 Applications actuelles des systèmes de stockage dans le ferroviaire	22
1.4 Conclusion et identification de notre problématique scientifique	23
2 Méthodes de conception	25
2.1 Méthodes de simulation	26
2.1.1 Méthodes de simulation	27

2.1.1.1	Méthodes de calcul des circuits électriques	27
2.1.1.2	Méthode du « Load Flow »	27
2.1.2	Logiciels de simulation	28
2.1.2.1	Logiciels de simulation électrique	28
2.1.2.2	Logiciels de calcul scientifique	29
2.1.2.3	Logiciels de simulation ferroviaire	29
2.1.3	Limites d'utilisation des analyses par simulation	29
2.2	Méthodes d'optimisation	30
2.2.1	Principe des méthodes d'optimisation	30
2.2.2	Applications de l'optimisation dans les réseaux électriques	31
2.2.2.1	Planification et conception des réseaux	32
2.2.2.2	Exploitation des réseaux : planification des moyens de production	32
2.2.2.3	Exploitation des réseaux : optimisation des flux de puissance . .	33
2.2.2.4	Synthèse	34
2.2.3	Catégories de problèmes d'optimisation	35
2.2.4	Méthodes de résolution	36
2.2.4.1	Méthodes linéaires	37
2.2.4.2	Méthodes non linéaires basées sur les gradients	37
2.2.4.3	Méthodes non linéaires sans gradients	38
2.2.4.4	Choix de la méthode de résolution	38
2.2.5	Approches et outils d'optimisation	39
2.2.5.1	Choix d'une approche d'optimisation	39
2.2.5.2	Approche couplée	40
2.2.5.3	Approche intégrée	41
2.2.5.4	Logiciels d'optimisation	41
2.2.5.5	Algorithmes de résolution	43
3	Méthodologie de conception par optimisation pour un réseau d'électrification ferroviaire	45
3.1	Modèle du réseau ferroviaire	45
3.1.1	Discrétisation temporelle	46
3.1.2	Sous-stations	46
3.1.3	Charges mobiles	49
3.1.3.1	Hypothèses de modélisation cinématique	49
3.1.3.2	Choix d'une méthode de découpage de la caténaire	50
3.1.3.3	Détails de la méthodologie de modélisation du déplacement des trains	52
3.1.4	Circuit électrique	54
3.1.4.1	Principe de modélisation	54
3.1.4.2	Contextualisation au réseau électrique ferroviaire	55
3.1.5	Modèle des trains	56
3.1.5.1	Charge en puissance	57
3.1.5.2	Rhéostats	57

3.1.6	Système de stockage	59
3.2	Formulation du problème d'optimisation	60
3.2.1	Contraintes d'égalité	60
3.2.2	Contraintes d'inégalité	61
3.2.2.1	Circuit électrique	61
3.2.2.2	Sous-stations	61
3.2.2.3	Trains	61
3.2.2.4	Stockage	61
3.2.3	Fonction objectif	62
3.2.3.1	Consommation d'énergie	62
3.2.3.2	Fonction pénalité	63
3.2.3.3	Fonction objectif du problème d'optimisation	63
3.2.4	Modèle final	63
3.3	Calcul des paramètres physiques	64
3.3.1	Choix d'un pas de discrétisation	64
3.3.2	Calcul des résistances linéiques	66
3.4	Caractéristiques du problème d'optimisation	67
3.4.1	Estimation de la taille du problème	67
3.4.1.1	Nombre de variables du problème	67
3.4.1.2	Nombre de contraintes d'égalité	68
3.4.1.3	Nombre de contraintes d'inégalité	68
3.4.2	Caractéristiques générales	68
4	Mise en œuvre et application de la méthodologie de conception par optimisation	71
4.1	Mise en œuvre de la méthodologie	72
4.1.1	Récupération et prétraitement des données ESMERALDA	73
4.1.2	Calcul de la cinématique	73
4.1.3	Formulation et résolution du problème d'optimisation	74
4.1.4	Traitement des résultats d'optimisation	74
4.2	Validation du modèle d'optimisation	75
4.2.1	Méthode de validation	75
4.2.2	Cas de référence et indicateurs	75
4.2.3	Résultats de validation	78
4.2.4	Conclusion sur la validité du modèle	78
4.3	Présentation du cas d'étude : branche du RER C entre Brétigny-sur-Orge et Dourdan	80
4.4	Application de la méthodologie	84
4.4.1	Principe initial de l'étude	84
4.4.2	Influence de V_{ZONE}^{MIN}	85
4.4.2.1	Impact de la tension minimale	85
4.4.2.2	Résultats	86
4.4.2.3	Analyse et discussion	88
4.4.3	Résolution sur une période complète	92

4.4.3.1	Objectifs	92
4.4.3.2	Résultats, analyse et discussion	92
4.4.4	Minimisation de la capacité du système de stockage	96
4.4.4.1	Modifications du problème d'optimisation	96
4.4.4.2	Influence de V_{ZONE}^{MIN} avec la nouvelle formulation du problème d'optimisation	96
4.4.4.3	Extension de l'analyse au cycle complet	99
4.5	Synthèse des résultats	102
4.5.1	Bilan de l'application de la méthodologie	102
4.5.2	Discussion sur les performances de calcul	102
4.6	Intérêt d'une loi de commande optimale	104
4.6.1	Principe de l'étude et modèle de simulation	104
4.6.2	Comparaison des lois de commande	105
Conclusions		107
Perspectives		109
Bibliographie		111
Annexe : Équations du problème d'optimisation		121
Résumé		

Introduction

Notre société fait face à un besoin croissant de mobilité, dans un contexte de forte dépendance des moyens de transport aux énergies fossiles. Le système de transport doit donc s'adapter pour offrir toujours plus de capacité, tout en restant sobre énergétiquement. La population étant de plus en plus urbaine, les transports en commun sont plus particulièrement impactés par cette évolution de la mobilité.

Ainsi, les réseaux ferroviaires urbains sont aujourd'hui confrontés à un flux croissant de voyageurs. Cela ne va pas sans poser de nombreux problèmes d'infrastructures. Par exemple, les réseaux d'électrification ferroviaires ne suffisent plus à l'alimentation du nombre croissant de trains, et ils doivent être renforcés pour assurer la qualité d'alimentation nécessaire à la bonne marche du réseau.

Les technologies traditionnelles ne suffisent plus au renforcement des réseaux électriques ferroviaires, du fait de coûts devenant prohibitifs. Par conséquent, les opérateurs doivent adopter de nouvelles solutions technologiques, telles que des dispositifs de conversion d'énergie à base d'électronique de puissance ou des systèmes de stockage d'énergie.

L'objectif de nos travaux de thèse est alors de fournir aux équipes d'ingénierie en charge de l'exploitation des réseaux, des méthodologies adaptées à l'étude et à la conception de ces nouvelles technologies.

Ce manuscrit comporte quatre parties.

Dans le premier chapitre, nous justifierons le besoin d'étudier de nouvelles solutions technologiques. Les spécificités des réseaux électriques ferroviaires seront présentées, ainsi que les enjeux auxquels ils doivent faire face. De nouvelles solutions technologiques seront identifiées. Nous porterons une attention particulière aux systèmes de stockage d'énergie. Nous montrerons pourquoi ceux-ci permettent de répondre aux problématiques des réseaux d'électrification ferroviaire et pourquoi il est nécessaire de développer de nouvelles méthodologies pour les étudier.

Le deuxième chapitre est dédié au choix d'une méthode de conception d'un système de stockage d'énergie dans un réseau d'électrification ferroviaire. Un état de l'art des méthodes et outils d'analyse et de conception des réseaux électriques y sera présenté. Nous expliquerons pourquoi les méthodes d'optimisation sont utilisées pour la conception et l'exploitation des réseaux électriques, en quoi celles-ci sont les plus adaptées à notre problématique méthodologique, et pourquoi il nous est nécessaire de développer une formulation originale du problème de conception sous la forme d'un problème d'optimisation.

Le troisième chapitre présentera la formulation du problème de conception sous la forme d'un problème d'optimisation. Nous décrirons comment nous avons réalisés la modélisation d'un réseau d'électrification ferroviaire en 1500V continu, en prenant en compte les spécificités de ce

type de réseau, comme le déplacement des trains ou la présence de redresseurs à diodes dans les sous-stations. Enfin, nous expliquerons comment ce modèle a été transformé en un problème d'optimisation non linéaire par l'ajout de contraintes d'inégalités et d'une fonction objectif.

Le dernier chapitre présentera l'application de notre méthodologie de conception par optimisation pour le dimensionnement d'un système de stockage d'énergie intégré à un réseau électrique ferroviaire. Nous y présenterons dans un premier temps comment la méthodologie a été mise en place dans un ensemble d'outils logiciels ainsi que sa validation. Dans un deuxième temps, nous présenterons comment nous avons appliqués notre méthodologie sur un cas d'étude réel et complexe. Les résultats obtenus nous permettront de déterminer dans quelles mesures un système de stockage d'énergie est capable d'améliorer la qualité d'alimentation des trains, donc la capacité de transport de la ligne étudiée.

Enfin, nous conclurons et ouvrirons sur différentes perspectives.

Chapitre 1

Problématique industrielle

Le transport ferroviaire permet de transporter quotidiennement plus de 5 millions de voyageurs en France. Le Réseau Ferré National (RFN) comporte plus de 30000 km de voies ferrées, dont 15500 km sont électrifiés. Même si ces dernières ne représentent que la moitié du réseau ferroviaire, elles permettent de transporter plus de 90 % des voyageurs grâce à la traction électrique. Cette dernière est donc stratégique en termes de capacité de transport et de consommation d'énergie. Notamment, elle représente, au niveau national et pour le seul compte de la SNCF, un volume annuel de plus de 7 TWh, ce qui la place comme un des principaux consommateurs d'énergie électrique en France.

Le trafic ferroviaire est en forte croissance. Pour le simple trafic régional, une croissance de 60% du nombre de voyageurs a été constatée entre 1998 et 2008, et un quadruplement de la demande est attendu entre 2008 et 2030 [1]. Afin de satisfaire cette nouvelle demande, il est nécessaire de faire circuler un nombre croissant de trains, ce qui nécessite de faire évoluer les réseaux électriques ferroviaires afin de répondre à l'augmentation de la consommation électrique correspondante.

L'objectif de ce chapitre est de présenter les problématiques rencontrées par les réseaux d'électrification ferroviaires et les solutions technologiques permettant d'y répondre. Notre choix s'est porté plus particulièrement sur l'étude des systèmes de stockage d'énergie.

Pour aborder ce sujet, nous présenterons dans un premier temps les problématiques des réseaux d'électrification ferroviaires liées à la croissance du trafic.

Dans un deuxième temps, nous présenterons l'architecture des réseaux d'électrification ferroviaires, ainsi que les solutions technologiques permettant de satisfaire le besoin électrique lié à la croissance du trafic.

Dans un troisième temps, nous présenterons de manière détaillée, les solutions basées sur l'emploi de systèmes de stockage d'énergie. Nous justifierons cet intérêt par un recensement des applications actuelles de ces systèmes dans les réseaux électriques conventionnels ou ferroviaires.

1.1 Problématiques des réseaux électriques ferroviaires

1.1.1 Croissance du trafic

La croissance du trafic ferroviaire entraîne une augmentation de la consommation électrique dans les réseaux d'électrification ferroviaires. Lorsque cette consommation approche de la puissance maximale admissible par le réseau électrique, la qualité d'alimentation des trains se dégrade. Ceux-ci sont alors obligés de réduire leur consommation. Dans cette situation, ils ne peuvent plus assurer leurs performances nominales, et sont susceptibles de ne plus respecter leur horaire. Si ces réductions de consommation ne suffisent pas, il peut arriver que la capacité maximale du réseau soit atteinte, ce qui peut avoir pour conséquence la mise en sécurité des sous-stations et donc de fortes perturbations du trafic.

Il est nécessaire de comprendre que la hausse du trafic se traduit par une augmentation du nombre de trains, mais également par l'introduction d'engins de plus en plus lourds et puissants pour fournir une plus grande capacité de transport tout en assurant de meilleures performances cinématiques (vitesse de pointe et accélérations).

Afin d'éviter que des situations critiques apparaissent en exploitation, les gestionnaires de réseau ferroviaire effectuent des études préalables lorsqu'ils souhaitent augmenter le trafic. Lorsque suite à cette étude, il est constaté que le réseau d'électrification n'offre pas la capacité électrique suffisante, il est nécessaire de le renforcer, ce qui peut représenter un investissement important.

Ces problématiques, liées à la croissance du trafic, concernent essentiellement des lignes électrifiées en 1500V DC. En effet, les trains constituent des charges importantes vis-à-vis des faibles niveaux de tension utilisés. Les intensités importantes circulant dans les lignes électriques alimentant les trains entraînent des fortes chutes de tension, ce qui fait que la capacité maximale du réseau d'électrification est atteinte avec un faible nombre de charges.

1.1.2 Raccordement au réseau de transport d'électricité

En tant que grand consommateur, le réseau ferroviaire est en très forte interaction avec le réseau de transport d'électricité. Les perturbations qu'il peut apporter sur le réseau de transport d'électricité sont particulièrement surveillées afin de ne pas perturber les autres clients, voire mettre en péril la stabilité du réseau. Par exemple, un déséquilibre de tension induit par une sous-station raccordée en monophasé, peut avoir des effets néfastes sur les machines tournantes des consommateurs industriels. Le raccordement du réseau ferroviaire à des nœuds robustes du réseau de transport d'électricité est souvent difficile et nécessite de mettre en place des lignes électriques longues et coûteuses, ces nœuds étant souvent éloignés du réseau ferroviaire. Il est à noter que dans les zones urbaines, ce raccordement peut être impossible. Ces zones, fortement impactées par la hausse du trafic, sont donc souvent complexes à renforcer.

Enfin, aujourd'hui, l'équilibre entre offre et demande, indispensable pour le maintien de la fréquence nécessaire au bon fonctionnement du réseau électrique, est principalement assuré par les producteurs qui modulent leurs injections dans le réseau électrique. Face à la limite des groupes de production en périodes de pointe, il est attendu que les consommateurs soient mis à contribution à l'aide de mécanismes d'ajustement de la consommation (par exemple, effacement). Les réseaux ferroviaires, faisant partie des principaux consommateurs, devront également participer à cet

ajustement.

1.1.3 Dérégulation des marchés de l'énergie

Les marchés de l'énergie évoluent vers un modèle dérégulé. Dans ce contexte, les exploitants ferroviaires (entreprises faisant circuler les trains sur le réseau) doivent acheter leur électricité de traction au prix du marché. L'énergie électrique ne pouvant être stockée en masse, l'équilibre offre-demande doit être assuré à chaque instant, ce qui entraîne une forte volatilité des prix sur les marchés à court terme.

Les heures de pointe du trafic ferroviaire sont fortement corrélées avec les pointes de la consommation électrique nationale, où les prix de l'énergie électrique sont les plus élevés et volatils, ce qui limite la marge de manœuvre des exploitants ferroviaires sur les marchés. Afin de se prémunir face à cette volatilité, les exploitants ferroviaires cherchent à anticiper la majorité de leurs achats d'énergie sur le long terme. Ces achats étant basés sur une estimation de la consommation, il existe toujours une part d'incertitude qui doit être complétée par des achats à court terme, à des prix non maîtrisés. En cas d'écart (positif ou négatif) entre l'énergie achetée et la consommation réelle, les exploitants ferroviaires sont de plus en plus soumis à des pénalités financières de la part du gestionnaire du réseau de transport d'électricité qui doit mettre en œuvre des mécanismes d'ajustement pour assurer l'équilibre offre-demande.

1.1.4 Contraintes économiques

Le transport ferroviaire doit faire face à la croissance du trafic, tout en étant face à des budgets de plus en plus contraints. L'infrastructure représente une part importante des coûts du transport ferroviaire. Ainsi, lorsque des travaux de renforcement des infrastructures sont menés, il ne s'agit plus de choisir la solution présentant les meilleures performances énergétiques, mais de choisir la solution permettant de répondre de la manière la plus économique aux problèmes rencontrés.

1.1.5 Contraintes normatives

Afin d'assurer la compatibilité entre le matériel roulant et l'infrastructure, l'industrie ferroviaire est soumise à un certain nombre de normes. Ces normes, initialement nationales, ont été harmonisées à l'échelle européenne dans le cadre du développement d'un réseau ferroviaire européen interconnecté. La norme NF EN 50163 [2], définit la qualité d'alimentation que doivent fournir les réseaux d'électrification ferroviaire aux trains. Elle précise notamment la plage de tension autorisée pour chaque type de réseau d'électrification. Elle est rappelée dans le tableau 1.1 pour les systèmes rencontrés sur le RFN. Il est important de noter que ces plages sont particulièrement larges par rapport à celles habituellement rencontrées dans les réseaux électriques.

Système d'électrification	Tension minimale		Tension	Tension maximale	
	Temporaire	Permanente	Nominale	Temporaire	Permanente
1500V Continu	1000 V	1000 V	1500 V	1800 V	1950 V
25kV 50Hz	17 500 V	19 000 V	25 000 V	27 500 V	29 000 V

TABLEAU 1.1 – Niveaux de tension autorisés dans les réseaux d'électrification

Les trains ayant une influence pouvant être significative sur la qualité d'alimentation, la norme NF EN 50388 [3], définit les critères réglementaires s'appliquant aux trains. Elle oblige les trains en phase de traction (consommateurs) à réduire la puissance appelée sur le réseau et donc l'effort de traction, lorsque la tension d'alimentation devient trop faible, afin d'éviter un effondrement du réseau. De même, lorsqu'ils sont en phase de freinage par récupération (producteurs), ils doivent réduire la puissance injectée sur le réseau si la tension est trop élevée.

1.1.6 Synthèse des problématiques associées à l'électrification des réseaux ferroviaires

Nous venons de voir que les réseaux d'électrification ferroviaires font aujourd'hui face à un grand nombre de problématiques :

- la capacité énergétique de ces réseaux limite l'augmentation du trafic ferroviaire afin de répondre à une demande toujours croissante
- ils sont fortement interconnectés au réseau de transport d'électricité et ne doivent pas interagir de manière néfaste avec lui
- ils doivent s'adapter aux nouvelles formes de marchés de l'énergie, où la flexibilité devient un levier important
- les contraintes économiques de ces réseaux doivent être maîtrisées
- ils restent soumis à un ensemble de contraintes normatives.

Les réseaux d'électrification ferroviaires doivent donc évoluer et intégrer de nouveaux systèmes pour faire face à ces problématiques.

1.2 Description des réseaux d'électrification ferroviaire

1.2.1 Principe d'un réseau d'électrification ferroviaires

Le développement initial du transport ferroviaire est étroitement lié aux locomotives à vapeur. Bien que permettant de développer des puissances importantes, elles possédaient un grand nombre d'inconvénients. On peut notamment citer un rendement médiocre, un entretien complexe et surtout l'impossibilité d'augmenter leur puissance, étant contraintes par l'encombrement et la masse maximale admissible.

Afin de permettre l'augmentation de la vitesse commerciale, de l'accélération et de la masse des trains, il était nécessaire de développer de nouvelles technologies de traction ferroviaire. La traction électrique ferroviaire est une réponse à cette problématique. Elle consiste à faire circuler

les trains à l'aide d'énergie électrique qui leur est transmise à l'aide d'un réseau électrique installé le long de la voie et sur lequel ils viennent se connecter. Elle possède les avantages suivants :

- il est possible d'améliorer fortement le rendement de conversion entre énergie primaire et énergie mécanique, étant libéré des contraintes liées à l'installation d'une machine thermique embarquée
- la forte densité de puissance des machines électriques permet d'augmenter de manière significative la puissance embarquée à bord des trains, et d'offrir des performances impossibles à obtenir (en termes d'accélération et de vitesse) en conservant l'intégralité de la chaîne de conversion dans le train (y compris avec des technologies comme le diesel)
- il est possible d'utiliser des énergies primaires ne pouvant pas être embarquées à bord d'un véhicule, comme l'énergie hydraulique.

La construction d'un réseau d'électrification ferroviaire représente cependant un investissement supplémentaire au niveau de l'infrastructure [4]. Même si le coût d'exploitation d'un train électrique est inférieur à celui d'un train en traction autonome, l'électrification reste donc plutôt adaptée aux zones où le nombre de circulations est suffisamment important pour la rentabiliser. Aujourd'hui, l'énergie électrique permettant de faire circuler les trains du réseau ferré national est acheminée depuis les centrales de production par le réseau public de transport d'électricité, puis distribuée aux trains à l'aide de réseaux d'électrification ferroviaires. L'énergie électrique peut être transmise aux trains par deux types de technologies :

- 3^{ème} rail : installation d'un conducteur électrique au niveau du sol sur lequel des frotteurs situés sur le train viennent prendre contact. Le retour de courant est effectué par les rails. Cette technologie présente l'inconvénient de rendre accessible les pièces sous tension, ce qui pose des problèmes de sécurité pour les personnes sur les voies et empêche d'utiliser des niveaux de tension élevés ;
- Ligne Aérienne de Contact : installation d'un conducteur suspendu au-dessus de la voie (caténaire), sur lequel un dispositif à bord du train, appelé pantographe, vient prendre contact, le retour de courant étant toujours assuré par les rails. Étant suspendue, il est possible de rendre la caténaire inaccessible, ce qui limite le danger qu'elle représente et permet de l'alimenter à des niveaux de tension plus importants.

Alors que le troisième rail reste utilisé dans les réseaux urbains de type métro, le système basé sur l'utilisation de caténaires est utilisé sur la quasi intégralité des lignes électrifiées du réseau ferré national.

1.2.2 Systèmes d'électrification ferroviaires

On distingue deux technologies d'électrification ferroviaires sur le réseau ferré national : le système 1500V en courant continu (CC) et le système 25kV alternatif en fréquence industrielle (50Hz) (ainsi que sa variante en 2x25kV). Cette partie décrit le principe de fonctionnement de ces deux systèmes d'électrification. Elle nous servira de support par la suite, pour déterminer des moyens d'action permettant de répondre aux besoins d'amélioration énergétique des réseaux d'électrification ferroviaire.

1.2.2.1 Le système 1500V courant continu

Le système 1500V CC est un système que l'on peut considérer comme historique. Il a été imposé par une décision ministérielle datée du 29 août 1920 sur la base de travaux dirigés par l'ingénieur Hippolyte Parodi, à une époque où une phase d'électrification à grande échelle débutait dans les différents réseaux de chemin de fer français et où une harmonisation s'avérait nécessaire afin d'assurer leur cohérence [5]. Il représente aujourd'hui la moitié des lignes électrifiées du réseau français.

Un schéma simplifié de ce système est présenté sur la figure 1.1. La caténaire est alimentée par un ensemble de sous-stations, qui sont composées d'un transformateur abaisseur et d'un convertisseur alternatif-continu. Ces sous-stations sont alimentées par un réseau de transport d'énergie haute tension auquel sont reliés les groupes de production. En France, l'alimentation de la quasi intégralité des sous-stations du réseau 1500V est assurée par le réseau de transport d'électricité à des niveaux de tension de 63 et 90 kV. Aujourd'hui, les convertisseurs alternatif-continu sont de type redresseur à diodes.

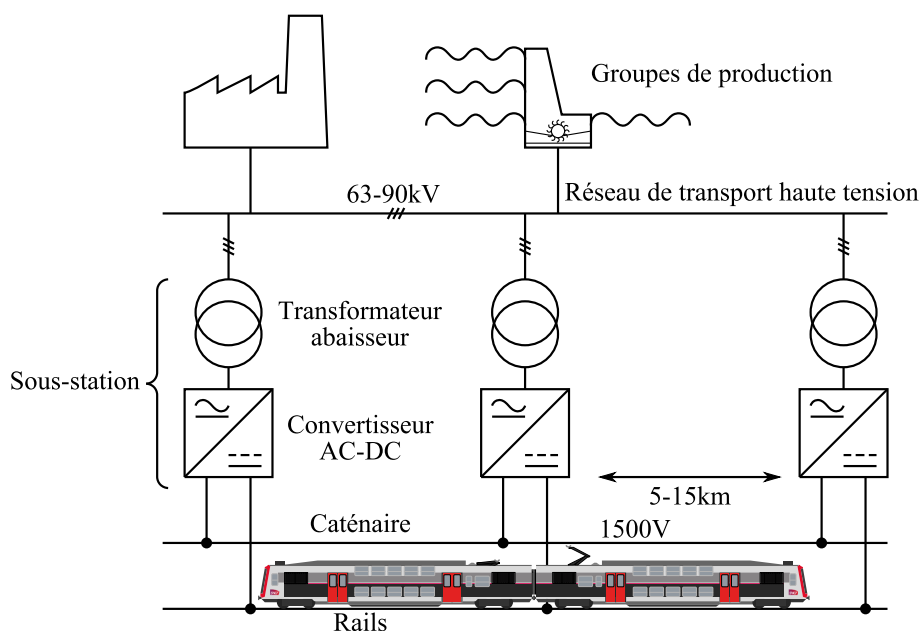


FIGURE 1.1 – Système d'électrification 1500V DC

A l'époque de sa création, le système possédait l'avantage de pouvoir alimenter directement les moteurs de traction, de type machine à courant continu, sans passer par des étages complexes de conversion. Le réglage de l'effort de traction était alors effectué en jouant sur les couplages des différents moteurs d'une locomotive, avec l'aide éventuelle de rhéostats. Avec les chaînes de traction modernes, cet avantage reste présent puisque les convertisseurs de puissance contrôlant les moteurs, nécessitant une alimentation en courant continu, peuvent être directement alimentés depuis la caténaire, les niveaux de tension étant compatibles avec les technologies disponibles. Enfin, la basse tension autorise des distances d'isolation faibles, ce qui permet une meilleure intégration du système dans les zones où l'espace est compté (comme les tunnels, fréquents dans les zones urbaines denses).

La tension de 1500 V étant faible pour les puissances mises en jeu (de l'ordre de quelques

mégawatts par train), il est nécessaire d'installer de nombreuses sous-stations le long des lignes afin de compenser les chutes de tension dans les conducteurs électriques. Ces nombreuses sous-stations constituent un investissement significatif, que cela soit lors de leur installation ou de leur maintenance. Il est aussi nécessaire d'utiliser une caténaire lourde et de forte section pour limiter les chutes de tension. Enfin, l'échauffement produit par la circulation d'un courant important dans la caténaire et au niveau du contact avec le pantographe limite la puissance des trains alimentés en 1500V et entraîne des pertes importantes dans le réseau.

1.2.2.2 Le système 25kV-50Hz

Le système 25kV-50Hz a été introduit en 1954. C'est aujourd'hui le système de référence pour toutes les nouvelles électrifications, nécessitant des investissements moins lourds par rapport au système en 1500V. Un schéma du système 25kV-50Hz est présenté sur la figure 1.2. La caténaire est alimentée depuis le réseau de transport d'électricité par des sous-stations composées par de simples transformateurs.

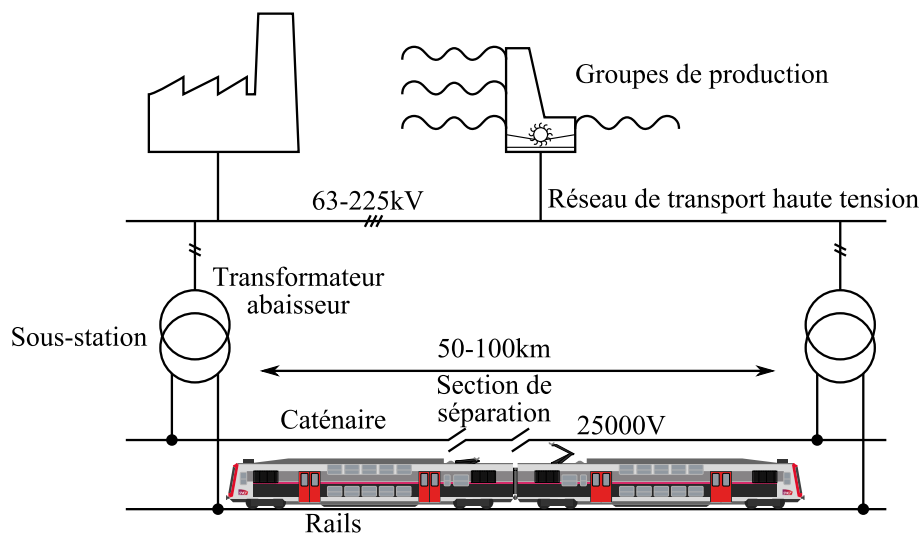


FIGURE 1.2 – Système d'électrification 25kV 50Hz

Il présente de nombreux avantages par rapport au système 1500V : en distribuant l'énergie électrique à une tension élevée, les courants qui transitent dans les lignes sont plus faibles. Ces courants plus faibles permettent de réduire la section de la caténaire (donc la quantité de cuivre nécessaire à sa fabrication). Les chutes de tension liées à la résistance du circuit de traction étant bien plus faibles, les sous-stations peuvent être beaucoup plus espacées, tout en réduisant les pertes dans le réseau. La conception des sous-stations est plus simple, puisqu'elles sont construites autour d'un transformateur faisant l'interface entre le réseau de transport d'électricité et le réseau d'électrification ferroviaire. Ces sous-stations sont par ailleurs réversibles par construction, ce qui permet de renvoyer d'éventuels excédents énergétiques (issus du freinage par récupération) vers le réseau électrique national. Le niveau de tension élevé autorise l'introduction de trains consommant des puissances plus importantes.

Bien sûr, ce système possède des inconvénients. Le réseau d'électrification ferroviaire étant monophasé, les sous-stations se comportent comme une charge déséquilibrée sur le réseau de transport d'électricité. Cela limite la puissance maximale pouvant être appelée par les

sous-stations, et nécessite que celles-ci soient raccordées sur des nœuds robustes du réseau de transport d'électricité (très forte puissance de court-circuit). Afin de limiter ce déséquilibre, les différentes sous-stations sont raccordées sur des phases différentes. Il est donc nécessaire d'introduire des sections de séparation entre les zones alimentées par les différentes sous-stations (vu que les relier entre elles reviendrait tout simplement à créer un court-circuit). Les trains doivent franchir ces sections de séparation avec le disjoncteur ouvert et ne peuvent donc pas y tractionner et rouler sur l'ère, ce qui peut avoir un impact sur la capacité des lignes ferroviaires électrifiées avec ce système. Les moteurs de traction n'étant pas compatibles avec le niveau de tension élevé d'alimentation et nécessitant une alimentation en courant continu, un transformateur abaisseur doit être intégré dans la chaîne de traction embarquée, ainsi qu'un étage de redressement. Enfin, les niveaux de tension élevés apportent des contraintes liées à l'isolation électrique, ce qui peut poser des difficultés dans des zones où l'espace disponible est réduit (tunnels notamment).

1.2.2.3 Variante $2 \times 25\text{kV}$

Une variante du système $25\text{kV}-50\text{Hz}$ a été développée afin de répondre à la problématique d'alimentation des lignes à grande vitesse. Cette variante, dénommée $2 \times 25\text{kV}$, est basée sur l'introduction d'un conducteur (feeder) à 25kV le long de la ligne ferroviaire. Ce conducteur est alimenté en opposition de phase par rapport à la caténaire. L'alimentation de la caténaire depuis ce feeder est assurée par des autotransformateurs, répartis le long de la ligne. Un schéma de cette variante est présenté sur la figure 1.3.

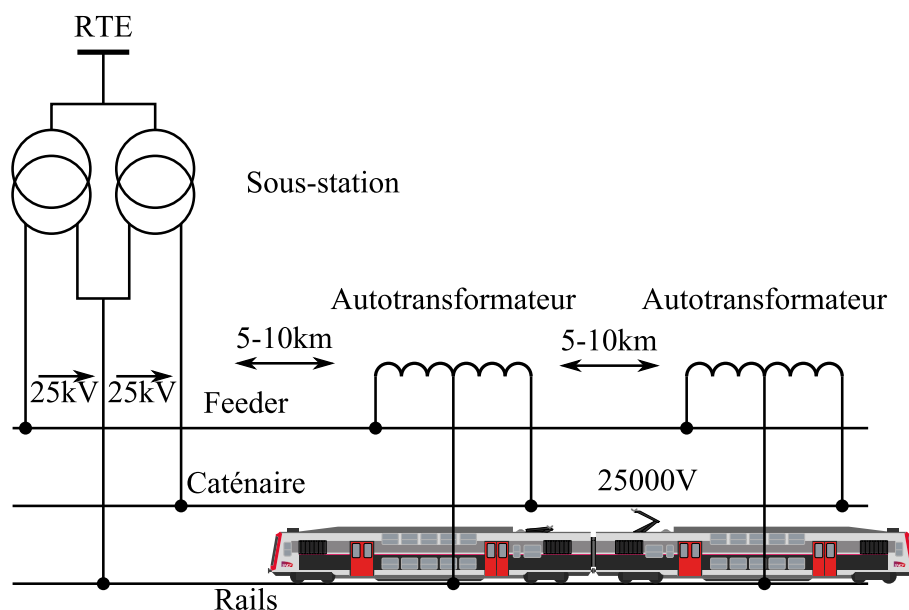


FIGURE 1.3 – Système d'électrification $2 \times 25\text{kV}$ 50Hz

L'introduction du feeder revient alors à distribuer l'énergie sous une tension de 50kV sur de longues distances, tout en conservant une tension d'alimentation de la caténaire de 25kV compatible avec les trains existants. Ce système permet d'augmenter fortement l'espacement entre les sous-stations. Il est installé sur les lignes à grande vitesse ainsi que sur certaines lignes à fort trafic et permet de conserver les technologies d'électrification 25kV existantes (type de caténaire, trains...). Il présente toutefois l'inconvénient de nécessiter un nombre important

d'autotransformateurs, même si la construction de ceux-ci est relativement simple et leur encombrement réduit.

1.2.3 Solutions technologiques pour le renforcement du réseau

Après avoir présentés les deux grands systèmes d'électrification, il est nécessaire d'étudier les solutions technologiques permettant d'améliorer la capacité électrique d'un réseau d'électrification ferroviaire pour répondre aux différentes problématiques identifiées. On distingue les solutions traditionnelles basées sur l'utilisation de technologies matures et les solutions nouvelles basées sur des technologies émergentes.

1.2.3.1 Construction de nouvelles sous-stations

La solution la plus évidente pour renforcer l'alimentation électrique d'une ligne ferroviaire consiste à construire de nouvelles sous-stations. Cette solution est aujourd'hui la solution privilégiée car elle est parfaitement maîtrisée. Toutefois, l'implantation de nouvelles sous-stations est soumise à un certain nombre de limites :

- le coût élevé
- il est nécessaire de disposer d'un espace suffisant en bordure de voie pour les construire ; cet espace n'est pas forcément disponible dans les zones urbaines
- le raccordement au réseau de transport d'électricité ; celui-ci peut être éloigné et il est nécessaire de construire un raccordement électrique dont le coût estimé peut aller jusqu'à un million d'euros du kilomètre.

Pour pallier à ces limites, il est nécessaire d'envisager d'autres solutions.

1.2.3.2 Renforcements du circuit de traction

Lorsque les trains sont éloignés des sous-stations, la longueur du circuit de traction (donc son impédance) entraîne des chutes de tension. Celles-ci sont principalement liées à la résistance du circuit de traction pour les systèmes en courant continu, et à la partie inductive pour les systèmes en courant alternatif.

Il existe un certain nombre de solutions techniques permettant de réduire cette impédance en multipliant le nombre de conducteurs. Lorsqu'il y a deux voies ou plus, il est courant d'installer des postes de mise en parallèle. Ils permettent, en maillant le réseau électrique, de mettre en parallèle les conducteurs de l'ensemble des voies afin de réduire l'impédance du réseau vue par les charges. L'infrastructure actuelle comprend déjà un grand nombre de ces postes de mise en parallèle et il n'y a que peu d'intérêt à en ajouter.

Une autre solution consiste à rajouter un conducteur en parallèle de la caténaire (feeder), qui vient s'y raccorder de manière régulière. Bien qu'intéressante théoriquement, cette solution est en réalité très peu utilisée : la section de la caténaire est généralement déjà élevée, et un feeder de forte section ne peut pas être installé sur les supports de caténaire existants. Elle est réservée aux sections proches des sous-stations, afin de soulager la caténaire du courant important pouvant y transiter (avec le risque de créer un échauffement excessif).

On peut imaginer convertir une ligne électrifiée en 25kV vers une électrification en 2x25kV. L'investissement est alors modéré puisqu'une grande partie du système d'électrification existant peut être conservé.

Enfin, il est théoriquement envisageable de changer le système d'électrification 1500V pour du 25kV-50Hz. Cette solution n'est jamais employée car elle est financièrement équivalente à l'électrification d'une nouvelle ligne. Il est donc préférable d'effectuer des renforcements ponctuels. De plus, cela peut nécessiter de changer de matériel roulant si celui utilisé sur la ligne n'est pas compatible avec le 25kV.

1.2.3.3 Solutions basées sur l'utilisation d'électronique de puissance

A l'image du 2x25kV, une solution basée sur l'utilisation d'un feeder en haute tension et d'une conversion répartie a été développée pour les réseaux en courant continu. Un feeder alimenté en 3000V continu par les sous-stations est installé le long de la voie, avec des convertisseurs DC-DC, répartis régulièrement en bordure de voie. Ceux-ci abaissent la tension pour alimenter la caténaire en 1500V [6] [7].

Le système 25kV étant un système en courant alternatif, la qualité d'alimentation qu'il fournit est très sensible à l'énergie réactive transitant sur le réseau. Les technologies historiquement employées dans les trains avaient tendance à dégrader fortement le facteur de puissance des chaînes de traction. Afin de compenser les chutes de tension liées à cette énergie réactive, il est possible d'installer des systèmes de compensation de réactif dans les zones éloignées des sous-stations. Des compensateurs de ce type, comme le *High Voltage Boost* (HVB), ont été installés avec succès sur le réseau ferroviaire français [8][7]. Aujourd'hui, avec la disparition progressive du vieux matériel et l'introduction de matériel moderne avec un facteur de puissance très proche de 1 (grâce à l'utilisation de systèmes de correction de facteur de puissance), ces solutions présentent un intérêt beaucoup plus faible.

1.2.3.4 Ajout de systèmes de stockage d'énergie

Sur une grande partie des réseaux d'électrification ferroviaire, la consommation électrique possède une certaine cyclicité. A l'échelle de la journée, on constate généralement deux pointes (le matin et le soir), une période de charge moyenne durant la journée, et une période de très faible consommation durant la nuit. A plus petite échelle, il existe des périodes creuses entre les circulations.

L'installation de systèmes de stockage d'énergie est une solution intéressante pour mettre à profit cette cyclicité. Installé au niveau d'une sous-station, ceux-ci peuvent permettre de lisser la charge en se chargeant durant les périodes de faible consommation et en réinjectant l'énergie durant les périodes de fort appel de puissance. Cela autorise la connexion de la sous-station à un plus grand nombre de nœuds du réseau de transport d'électricité. Installé en bordure de voie, il peut se comporter comme un réservoir énergétique qui se charge depuis les sous-stations via la caténaire durant les périodes où le nombre de trains en circulation est faible, pour améliorer la qualité d'alimentation des trains durant la pointe, en se déchargeant dans le réseau. Les éventuels excédents issus de la récupération d'énergie de freinage peuvent aussi être stockés afin d'être restitués au réseau lorsque l'état de celui-ci le permet.

Enfin, on peut faire intervenir ces systèmes de stockage d'énergie pour faire participer le réseau ferroviaire aux mécanismes d'ajustement de la consommation. Par exemple, ils peuvent substituer une partie de la puissance acheminée depuis le réseau de transport d'électricité afin de permettre un effacement de la consommation du réseau ferroviaire tout en assurant une circulation normale des trains.

1.2.4 Choix des solutions technologiques envisagées dans nos travaux

Nous venons de présenter une grande variété de solutions technologiques pouvant être appliquées au renforcement des infrastructures d'électrification ferroviaire. Le tableau 1.2 présente une synthèse de l'ensemble de ces solutions.

Catégorie	Solution	Performances	Cout	Temps de mise en œuvre	Maturité
Solutions conventionnelles	Ajout de sous-stations	***	€€€	Long	***
	Renforcement caténaire ou pose d'un feeder	*	€€	Moyen	***
	Changement de système d'électrification	***	€€€€	Très Long	***
	Conversion en 2x25kV	**	€€	Long	***
Solutions basées sur l'électronique de puissance	High Voltage Boost	**	€€	Moyen	***
	2x1500V	***	€€€	Long	**
Solutions basées sur des systèmes de stockage	Système de stockage d'énergie embarqués	***	€€€€	Très Long	**
	Système de stockage d'énergie en bord de voie	***	€€	Court	*

TABLEAU 1.2 – Synthèse des solutions technologiques

Les solutions traditionnelles, qui sont parfaitement matures, présentent l'inconvénient d'un coût et d'un temps de mise en œuvre élevé, à l'exception du renforcement de caténaire (mais qui n'offre pas d'amélioration significative des performances). Les solutions modernes basées sur de l'électronique de puissance offrent des performances intéressantes, mais les temps de mise en œuvre restent longs et les couts élevés.

Les systèmes d'énergie en bord de voie se démarquent par des bonnes performances attendues, un coût raisonnable, mais surtout la possibilité de les mettre en œuvre facilement et dans des délais courts. Cela peut permettre l'augmentation du trafic, sans nécessiter de raccordement autre qu'au système d'électrification ferroviaire. Même si leur maturité est faible, cette solution nous semble parfaitement adaptée aux problématiques rencontrées par l'électrification ferroviaire. Par la suite, nous présenterons les applications actuelles des systèmes de stockage d'énergie dans les réseaux électriques et ferroviaires.

1.3 Les systèmes de stockage d'énergie

Dans cette partie, nous présentons un état de l'art de l'utilisation des systèmes de stockage d'énergie. Nous avons choisis de nous orienter vers deux domaines d'application : les réseaux électriques, et les réseaux ferroviaires.

1.3.1 Applications actuelles des systèmes de stockage d'énergie dans les réseaux électriques

Les systèmes de stockage d'énergie sont utilisés depuis longtemps dans les réseaux électriques, afin de fournir des services de réglage de fréquence, indispensables au maintien de l'équilibre entre production et consommation.

Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) représentent aujourd'hui la majorité de la capacité de stockage d'énergie des réseaux électriques. Une STEP permet le stockage de masse d'énergie électrique, tout en offrant une souplesse de pilotage proche d'une centrale hydroélectrique. En France, les STEP offrent une puissance de 4.9 GW pour une capacité d'environ 100 GWh [9].

Des systèmes de stockage moins massifs comme des batteries ou volants d'inertie sont employés pour le soutien de fréquence dans les réseaux faibles. Ils sont principalement utilisés dans les réseaux insulaires qui ne bénéficient pas de la masse critique offerte par un grand réseau interconnecté [10]. On distingue certaines applications permettant de stabiliser les parties sensibles d'un réseau interconnecté, par exemple des zones urbaines, qui sont de grandes consommatrices énergétiques [11] [12].

Enfin, les systèmes de stockage d'énergie présentent un fort intérêt adossés à des sources de production renouvelables intermittentes comme le photovoltaïque ou l'éolien, afin de lisser la production [13]. Cette intégration des systèmes de stockage dans les réseaux électrique s'est accentuée depuis dix ans, avec le développement des réseaux de type smart grids. Si à ce jour ces technologies restent onéreuses, il est attendu que la production en série entraîne une réduction des coûts, permettant leur forte pénétration dans les réseaux électriques.

1.3.2 Applications actuelles des systèmes de stockage dans le ferroviaire

Aujourd'hui, les fonctions d'alimentation secourue constituent l'application principale des systèmes de stockage d'énergie dans les réseaux ferroviaires. Des batteries installées au niveau des installations de signalisation et de contrôle du réseau ferroviaire permettent d'assurer son exploitation lors des coupures de l'alimentation électrique principale [14]. Ce secours n'étant pas assuré pour la traction électrique, les trains électriques sont eux aussi équipés de batteries. Celles-ci ne sont pas dédiées à la traction et permettent seulement d'assurer l'alimentation de fonctions auxiliaires essentielles comme l'éclairage et les communications lors de coupures de l'alimentation électrique principale. Elles interviennent notamment quand les trains doivent temporairement baisser le pantographe (donc se déconnecter du réseau d'électrification ferroviaire) pour franchir des sections de séparation entre deux systèmes d'électrification.

Avec le développement des systèmes de stockage d'énergie, des travaux de recherche ont été conduits sur l'hybridation des chaînes de traction. Des moyens de stockage sont alors embarqués

à bord du matériel roulant et permettent d'assurer deux types de fonction : réduction de la consommation et traction autonome en mode électrique.

Le développement des réseaux de tramway pour la desserte urbaine s'est heurté à des contraintes liées à l'intégration des lignes d'alimentation dans des zones urbaines devant être préservées, comme les centres historiques. Pour répondre à cette demande, les constructeurs de matériel roulant ont développé des rames de tramway intégrant des systèmes de stockage d'énergie permettant de parcourir de courtes distances (de l'ordre du kilomètre) en autonomie [15].

Dans le cas de l'hybridation, les systèmes de stockage embarqués permettent principalement de récupérer l'énergie de freinage pour la restituer lorsque l'engin redémarre. Aujourd'hui, cette technologie a été testée avec succès sur des réseaux de tramway et de métro [16]. Pour une application de type ferroviaire lourd, un démonstrateur de locomotive hybride a été développé par la SNCF [17]. Elle intègre un générateur diesel de faible puissance, épaulé par des systèmes de stockage de type batteries et super-condensateurs lors des phases de faible ou forte demande [18][19]. Il existe aussi des locotracteurs à batteries qui sont destinés aux manœuvres sur de courtes distances.

Un certain nombre d'études se sont penchées sur l'utilisation de systèmes de stockage d'énergie situés en bord de voie et raccordés au système d'électrification [20][21][22][23]. Elles se sont principalement intéressées à la récupération d'énergie de freinage pour améliorer l'efficacité énergétique du réseau ferroviaire. Dans [24], les auteurs présentent une application différente d'un système de stockage d'énergie à super-condensateurs, pour renforcer la qualité d'alimentation.

Grâce aux développements technologiques, des systèmes de stockage d'énergie ont pu être installés en bord de voie. Par exemple, la East Japan Railway Company a installé un système de stockage d'énergie dans une des sous-stations d'un réseau électrifié en 1500V continu pour valoriser l'énergie récupérée au freinage [25]. Aux USA, la Southeastern Pennsylvania Transportation Authority (SEPTA) a installé un système de stockage d'énergie avec le même objectif, et permettant de valoriser l'énergie récupérée sur le réseau de transport d'électricité local [26]. En France, un système de stockage à volant d'inertie a été installé sur le métro automatique de Rennes afin de limiter l'apparition de surtensions lors des phases de freinage [27]. Là encore, nous constatons que la technologie des systèmes de stockage d'énergie tend à être une solution d'avenir.

1.4 Conclusion et identification de notre problématique scientifique

Dans ce chapitre, nous avons présenté l'état actuel du transport ferroviaire en France ainsi que les enjeux auquel il doit faire face. Les systèmes d'électrification ferroviaires doivent répondre à une croissance importante du trafic ferroviaire.

Cette croissance du trafic impose une hausse de la charge sur les réseaux d'électrification ferroviaire, qui doivent être renforcés afin de permettre aux trains de circuler dans de bonnes conditions. Nous avons présenté les solutions technologiques qui permettent de les renforcer.

La charge sur un réseau d'électrification ferroviaire est fortement fluctuante à cause du

comportement dynamique des trains. Cela en fait un parfait domaine d'application des systèmes de stockage d'énergie. Ils permettraient de renforcer rapidement et facilement des zones du réseau ferroviaire étant aujourd'hui impactées par une mauvaise qualité d'alimentation en limitant les fluctuations.

Dans ce contexte, la SNCF cherche à renforcer son expertise des systèmes de stockage d'énergie pour les applications de traction électrique. La littérature ne présentant pas de méthode adaptée à son besoin, nos travaux vont donc viser à définir une nouvelle méthode d'étude des systèmes de stockage d'énergie pour répondre aux questions suivantes.

- Quel dimensionnement du système de stockage ?
- Comment le piloter, sachant que pour de tels systèmes dynamiques, il y a de fortes interactions entre le dimensionnement et la commande ?

Afin de répondre à ces questions, dans le chapitre 2, nous allons présenter les différentes méthodes de simulation et d'optimisation applicables dans notre contexte. Après une analyse de ces méthodes, nous ferons des choix adaptés aux contraintes liées aux réseaux d'électrification ferroviaires et à la complexité du problème de conception à appréhender.

Ensuite, dans le chapitre 3, nous présenterons la méthodologie de conception par optimisation que nous envisageons. Nous insisterons notamment sur les problèmes de modélisation en vue de l'optimisation.

Finalement, dans le chapitre 4, nous appliquerons notre méthodologie sur un cas d'étude réel : une section du RER C entre Brétigny-sur-Orge et Dourdan.

Chapitre 2

Méthodes de conception

Introduction

Dans le chapitre 1, nous avons montré que les systèmes de stockage d'énergie présentent un intérêt fort pour améliorer la qualité d'alimentation d'un réseau d'électrification ferroviaire. L'objectif de nos travaux est de déterminer si ces systèmes offrent une réponse réellement adaptée aux problèmes que nous avons identifiés. Afin de pouvoir comparer les systèmes de stockage à des solutions concurrentes, il est nécessaire de disposer d'une méthode permettant d'effectuer le dimensionnement de ces solutions et de choisir leur pilotage. Cette phase de dimensionnement et de comparaison fait partie du processus général de conception d'un système. Il comporte cinq étapes, que nous résumons sur la figure 2.1.

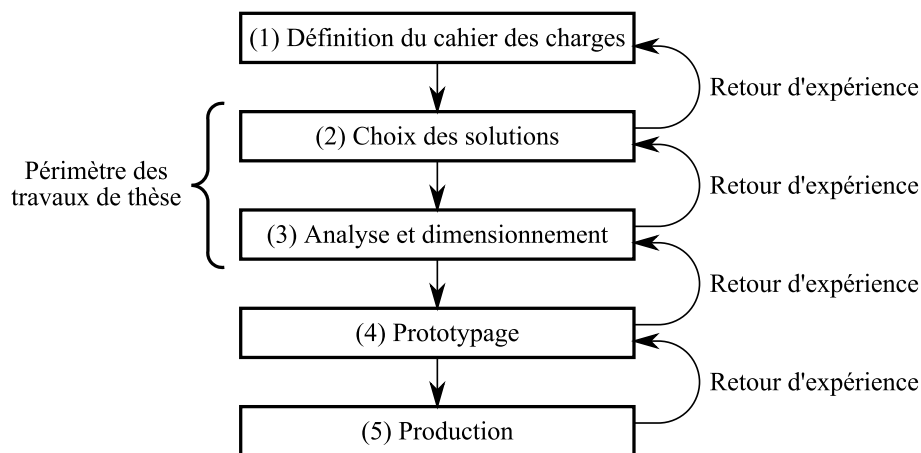


FIGURE 2.1 – Vision globale du processus de conception

La première étape ((1) figure 2.1) consiste à définir le cahier des charges du produit, qui décrit les fonctionnalités que devra fournir le produit, les contraintes qu'il devra respecter, ainsi qu'éventuellement les objectifs qui devront guider le concepteur. La deuxième étape ((2) figure 2.1) consiste à choisir les bonnes solutions techniques en effectuant une première phase de pré-dimensionnement du produit. Elle est suivie d'une phase d'analyse et de dimensionnement ((3) figure 2.1) à l'issue de laquelle les spécifications définitives du produit sont définies. Il est ensuite courant de réaliser un prototype ((4) figure 2.1) afin de vérifier par des essais que le produit est conforme aux exigences du cahier des charges. Cette phase de prototypage est souvent

imposée par des contraintes réglementaires liées à l'homologation ou à la certification du produit. Une fois que la phase de prototypage a permis de valider la conformité du produit, il est possible de commencer la phase de production en série ((5) figure 2.1).

Dans beaucoup de domaines, dont les réseaux électriques et ferroviaires, il est courant que le produit à concevoir ne soit pas qu'un simple composant, mais tout ou une partie d'un système complexe. Cette complexité étant croissante, elle se fait ressentir par une augmentation du temps et des coûts nécessaires au développement des produits. Dans le contexte industriel actuel, qui est fortement compétitif, il est donc nécessaire que les bureaux d'étude et de recherche se dotent de méthodes et d'outils de conception permettant d'accélérer les temps de développement tout en réduisant les coûts. Afin que ces outils soient efficaces, il faut qu'ils soient disponibles dès la phase de pré-dimensionnement, où le concepteur doit être capable d'effectuer de manière efficace les premiers choix techniques, qui impacteront l'ensemble de la conception et de la vie des produits.

Les logiciels de simulation numérique constituent un premier levier d'aide à la décision dans le processus de conception. Les simulations permettent de déterminer rapidement et sans passer par la phase de prototypage, les performances offertes par une solution. Grâce à cela, le concepteur peut tester un grand nombre de solutions, et par une analyse de sensibilité, il peut mieux appréhender l'impact des paramètres de dimensionnement du produit.

Le deuxième levier d'amélioration est constitué par les méthodes d'optimisation numérique. Ces méthodes visent à explorer plus rapidement l'espace des solutions pour les paramètres de dimensionnement du produit. Les algorithmes d'optimisation permettent de soulager le concepteur et d'explorer un plus grand nombre de solutions potentielles que la simulation pilotée par le concepteur.

Dans ce chapitre, parmi les méthodes présentées ci-dessus, nous allons identifier celles qui nous permettent de dimensionner rapidement un système de stockage d'énergie afin d'améliorer la qualité d'alimentation d'un réseau d'électrification ferroviaire.

Dans la première partie de ce chapitre, nous présentons donc les méthodes de simulation utilisées pour la conception des réseaux électriques. Dans la deuxième partie, nous nous intéressons aux méthodes d'optimisation. Notamment, nous regarderons en détails les nombreuses applications de l'optimisation dans les réseaux électriques, dont la gestion des flux de puissance. Enfin, nous présenterons les méthodes et outils dédiés à l'optimisation.

2.1 Méthodes de simulation

Du fait de la très grande diversité de leurs domaines d'application, il existe un très grand nombre de méthodes de simulation. Dans cette partie, nous nous intéresserons uniquement à celles qui sont appliquées aux réseaux électriques et/ou ferroviaires. Il est important de noter qu'il faut bien distinguer les méthodes, c'est-à-dire les principes de calcul et les éventuels algorithmes associés, des outils qui constituent les mises en œuvre logicielles de ces méthodes, notamment sous la forme de produits commerciaux.

Ainsi, dans cette partie, d'un côté, nous présentons un ensemble de méthodes de simulation, et de l'autre, un ensemble d'outils commerciaux les mettant en œuvre.

2.1.1 Méthodes de simulation

Nous avons identifiés deux méthodes de simulation des réseaux électriques :

- la méthode par calcul des grandeurs dans un circuit électrique ;
- la méthode par calcul des flux de puissance : Load Flow.

2.1.1.1 Méthodes de calcul des circuits électriques

Destinées initialement au domaine de l'électronique, des méthodes permettant de simuler de manière générique les circuits électriques ont été développées. Ces méthodes s'appuient sur les lois de Kirchhoff et s'appliquent donc à toute application pouvant être mise sous la forme d'un schéma électrique. On peut distinguer trois types de simulations applicables aux réseaux électriques.

- La simulation en régime permanent au fondamental. Ce type de simulation permet de déterminer le régime permanent du réseau.
- La simulation harmonique en régime permanent. Ce type de simulation permet de calculer la réponse du réseau vis-à-vis de perturbations harmoniques. Notamment, une telle simulation permet de déceler la présence d'éventuels régimes de résonance pouvant être néfastes pour le réseau.
- La simulation en régime transitoire. Ce type de simulation est le plus générique. Il permet d'analyser l'effet de tout type de phénomène transitoire dans le réseau. Ces simulations sont notamment utilisées pour calculer la réponse des réseaux lors d'une connexion/déconnexion d'une ligne ou lors d'un court-circuit.

La méthode de référence de modélisation pour la simulation des circuits électrique est la Méthode Nodale Modifiée (MNA)[28][29][30]. Pour certains types de circuits ou d'études, des méthodes de modélisation dédiées ont été développées. Elles permettent de meilleures performances de calculs, aux dépens de la généricité. La méthode du calcul des flux de puissance ou « Load Flow » dans les réseaux électriques, que nous allons présenter, fait partie de ces méthodes.

2.1.1.2 Méthode du « Load Flow »

Le calcul des flux de puissance est une méthode indispensable pour les opérateurs de réseaux électriques. Il leur permet de vérifier si le plan de tension et les puissances transitant dans les lignes sont dans les seuils autorisés en fonction des puissances injectées et consommées aux différents nœuds du réseau.

Avant l'apparition des méthodes numériques, ces calculs étaient effectués intégralement à la main, ou à l'aide d'un analyseur de réseau (en fait, un réseau à échelle réduite) [31]. Dans [28], les auteurs présentent la première application d'un outil de calcul numérique pour remplacer les analyseurs de réseau.

Dans [32], les auteurs présentent la formulation actuelle du problème de Load Flow, qui est encore utilisée aujourd'hui [33]. Chaque nœud est défini par quatre variables : les puissances actives et réactives (P, Q), le module et la phase de la tension (V, θ). Pour chaque nœud, deux de ces valeurs sont connues et le Load Flow permet de déterminer les deux autres grandeurs.

Cette formulation, s'exprime sous la forme d'un système d'équations non linéaires. Elle peut

être résolue par des méthodes classiques de résolution de systèmes d'équations, par exemple Gauss-Seidel [34] ou Newton-Raphson [35].

Les méthodes de calcul de flux de puissance étaient initialement dédiées à la conception des réseaux électriques. Grâce aux moyens de calculs modernes permettant de calculer très rapidement les flux de puissance, ces méthodes sont aujourd'hui fortement utilisées dans l'exploitation en temps réel des réseaux électriques. On les utilise notamment pour exécuter des analyses de redondance avant d'effectuer une manœuvre planifiée des organes de coupure, et donc s'assurer que le réseau électrique, dans sa nouvelle configuration, reste capable de supporter la perte d'une ligne.

Ces applications en temps réel nécessitent d'analyser très rapidement (le temps de la vérification doit être raisonnable) un très grand nombre de configurations possibles (de l'ordre de grandeur du nombre de lignes électriques composant le réseau). Afin d'accélérer les temps de calcul, des formulations simplifiées du Load Flow ont été définies. On notera par exemple la formulation découplée [36]. Grâce à certaines hypothèses, celle-ci permet de traiter de manière séparée les couples (V, Q) et (P, θ) . En divisant en deux le système d'équations, cela réduit la taille des systèmes à résoudre et permet la parallélisation des calculs. Il en résulte une amélioration significative des temps de calcul. Une formulation linéarisée du Load Flow, ne prenant en compte que les flux de puissance active et les phases, permet de déterminer les flux dans le réseau à l'aide de la résolution d'un système linéaire. Dans certains cas, ces deux méthodes simplifiées peuvent être utilisées pour calculer une première approximation des flux de puissance afin d'initialiser la résolution d'un problème de Load Flow complet.

2.1.2 Logiciels de simulation

Il est difficile de poursuivre ce chapitre sans faire un point sur les outils de simulation numérique. On peut les classer en trois catégories :

- les outils de simulation électrique ;
- les outils de calcul scientifique ;
- les outils de simulation de réseaux ferroviaires.

2.1.2.1 Logiciels de simulation électrique

On distingue plusieurs catégories d'outils de simulation pouvant être appliquées aux réseaux électriques. La première est constituée par des outils orientés électronique, la deuxième par des outils pour les systèmes électromécaniques (comme les actionneurs) et enfin une troisième qui vise plus spécifiquement les applications liées aux réseaux électriques.

Le simulateur SPICE [37] reste le simulateur de circuits électroniques de référence [38]. Il est aujourd'hui intégré dans une grande partie des outils de simulation dédiés à l'électronique dont PSPICE [39]. Les suites PSIM [40] et PLECS [41] sont des alternatives à SPICE, dédiées à la simulation de dispositifs d'électronique de puissance.

Portunus [42], SABER [43] et SIMPLORER [44] sont des outils de simulation multi-physique destinés aux systèmes mécatroniques. Ils permettent de modéliser et de simuler sous la forme de schémas électriques les différents domaines physiques.

Enfin, on peut distinguer toute une gamme d'outils dédiés à la simulation de dispositifs électrotechniques et de réseaux électriques. On peut citer EUROSTAG [45], ETAP [46], CYME [47] ou EMTP-ATP [48]. Ces outils intègrent des méthodes de Load Flow pour les calculs en régime permanent, ainsi que des méthodes de simulation de circuit pour les études harmoniques et transitoires.

2.1.2.2 Logiciels de calcul scientifique

Il existe un grand nombre d'outils de calcul scientifiques. Ces outils sont conçus pour être génériques et peuvent traiter plusieurs domaines physiques comme les circuits électriques, la thermique ou la mécanique.

L'outil de modélisation graphique Simulink, intégré à l'environnement de modélisation MATLAB® [49], est destiné à la simulation de tout type de système pouvant être décrit en schéma bloc. Il intègre notamment l'outil de modélisation Simscape, offrant un langage modélisation multi-physique (à l'image de VHDL-AMS, MAST, Modelica...), ainsi que la bibliothèque SimPowerSystems destinée à la modélisation de dispositifs électrotechniques. Des bibliothèques destinées à la simulation de réseaux électriques ont été développées dans le langage de programmation de MATLAB. On citera PSAT [50] et MatPower [51].

2.1.2.3 Logiciels de simulation ferroviaire

Les opérateurs de réseau ferroviaire utilisent des outils de simulation dans la conception des infrastructures d'électrification ferroviaires et des marches des trains. Ils permettent de traiter deux types de besoin :

- le calcul des marches des trains électriques, en prenant en compte l'influence du réseau d'électrification ferroviaire
- la vérification du bon dimensionnement de l'infrastructure d'électrification ferroviaire vis-à-vis d'un certain trafic.

OpenTrack [52] est un outil commercial de simulation de réseaux ferroviaires orienté sur le calcul des marches des trains. Grâce à un couplage avec OpenPowerNet [53], cet outil permet d'intégrer le réseau d'électrification ferroviaire dans la simulation. La suite ELBAS [54] constitue un autre outil de ce type.

L'outil ESMERALDA a été développé par l'ingénierie de la SNCF pour répondre à ses besoins de simulation [55]. Il intègre de manière conjointe l'aspect lié à la cinématique des trains et une méthode de simulation du réseau d'électrification ferroviaire. Il permet de calculer la marche réelle des trains en prenant en compte les performances du réseau d'électrification ferroviaire ainsi que la charge que doivent supporter les sous-stations.

2.1.3 Limites d'utilisation des analyses par simulation

Les méthodes et outils de simulation numériques peuvent être considérés comme des méthodes de prototypage virtuel : elles permettent au concepteur de déterminer le comportement prévu du système qu'il est en train de concevoir vis-à-vis des paramètres de dimensionnement qu'il a choisis. Le concepteur reste responsable du choix du système simulé, ainsi que de son paramétrage.

Lorsque le concepteur utilise ces outils, il doit donc affecter lui-même les valeurs aux paramètres de dimensionnement du système qu'il est en train de concevoir. Aussi, les méthodes de simulation seules ne sont pas en mesure de déterminer ces valeurs de manière automatique et ne peuvent qu'aider le concepteur à analyser leur impact sur le système.

L'introduction de l'électronique de puissance dans les réseaux apporte de nouvelles possibilités de contrôle qui permettent une plus grande flexibilité dans la gestion des flux de puissance. Il est nécessaire d'intégrer cette couche de commande et de gestion énergétique dans le problème de conception car elle présente un fort impact sur les composants seuls (figure 2.2). Cela se traduit par une augmentation significative du nombre de paramètres à analyser et une approche systémique devient indispensable lors de la conception [56][57] .

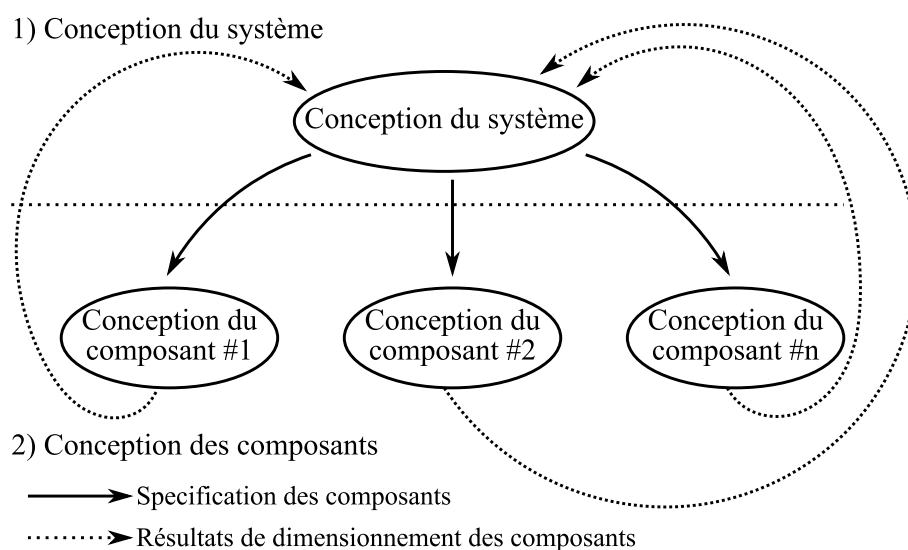


FIGURE 2.2 – Nécessité d'une approche systémique

Dans ce contexte, le concepteur se retrouve souvent dépassé par la complexité du problème de dimensionnement. Celui-ci dispose alors de deux options :

- simplifier le problème de dimensionnement en fixant certains paramètres ou en faisant des hypothèses sur la commande, ce qui revient à s'éloigner de l'approche systémique
- faire appel aux méthodes d'optimisation, qui permettent d'étendre la recherche de bons paramètres aux problèmes de grande taille.

2.2 Méthodes d'optimisation

2.2.1 Principe des méthodes d'optimisation

Grâce aux méthodes d'optimisation, il est possible d'améliorer fortement la recherche de solutions dans le processus de dimensionnement. Ces méthodes reposent sur des outils mathématiques et informatiques pour rechercher de manière automatique des solutions à un problème dit d'optimisation. D'une manière générale, on peut considérer que le concepteur cherche à concevoir un produit avec les meilleures performances, tout en respectant un certain nombre de contraintes imposées par un cahier des charges. Du point de vue mathématique, cela revient à formuler le problème sous la forme (2.1), qui est la formulation mathématique générale

d'un problème d'optimisation.

$$\text{Trouver } \bar{x} \text{ tel que } f(\bar{x}) = \begin{cases} \min f(x) \\ x \in X, \\ g(x) \leq 0, \\ h(x) = 0 \end{cases} \quad (2.1)$$

Pour notre application, la fonction objectif $f(x)$ est une fonction permettant de décrire les performances du système, alors que les fonctions $g(x)$ et $h(x)$ servent à décrire les contraintes imposées par le cahier des charges ainsi que le fonctionnement du système. Dans l'idéal, lorsque l'on résout ce problème, on obtient la valeur \bar{x} de x qui correspond à la solution possédant les meilleures performances. Cependant, quand il y a beaucoup de contraintes à satisfaire, les méthodes d'optimisation utilisées donnent souvent un résultat satisfaisant les contraintes, mais pas nécessairement le meilleur en termes d'objectif (minimum de $f(x)$). Ceci est d'autant plus vrai que selon la méthode d'optimisation utilisée et le paramétrage initial de l'algorithme d'optimisation, un optimum local peut être atteint, pour un espace de recherche donné.

Ainsi, en conception, il est courant que le concepteur ne recherche pas la meilleure solution, mais au moins une solution qui permette de répondre aux contraintes du cahier des charges.

2.2.2 Applications de l'optimisation dans les réseaux électriques

Les opérateurs de réseaux électriques, du fait de leur habitude des outils de simulation numérique et de la complexité des infrastructures qu'ils doivent concevoir et gérer, se sont très rapidement intéressés aux méthodes d'optimisation et ont naturellement contribué à les faire évoluer. Aujourd'hui, ces méthodes sont présentes à tous les niveaux du cycle de vie des réseaux électriques (voir figure 2.3).

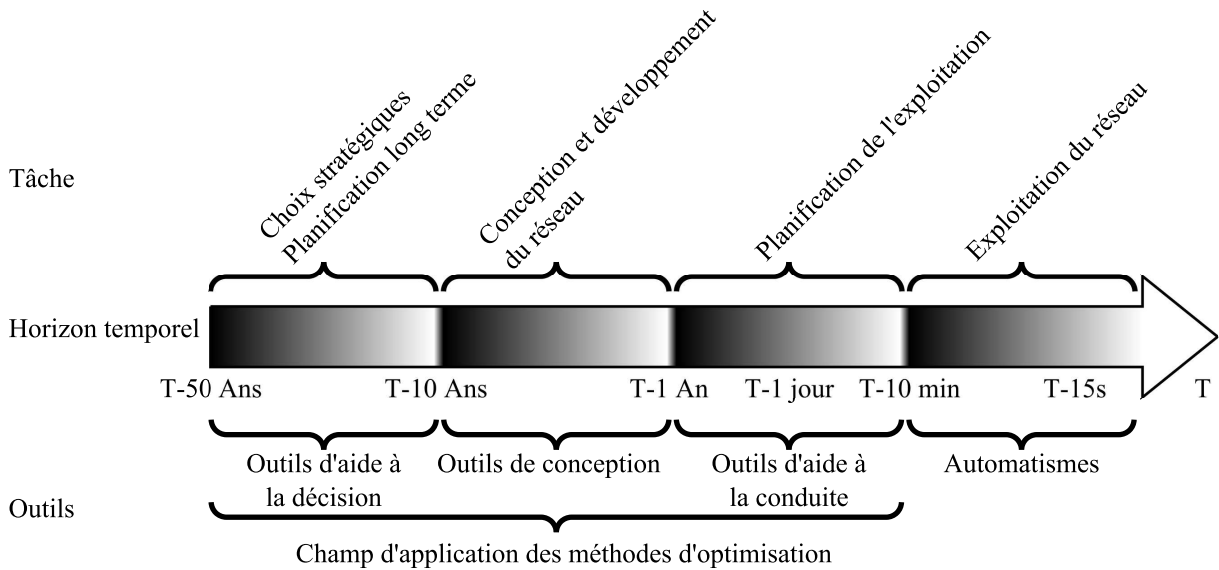


FIGURE 2.3 – Illustration des échelles de temps dans les réseaux électriques

Elles sont utilisées pour effectuer les choix stratégiques à long terme (planification des groupes de production et des lignes à construire à l'horizon de 30 ans), la conception des réseaux (choix

technologiques) et la définition et la mise en œuvre de leur exploitation (calcul des consignes des groupes de production).

Dans cette partie, nous présentons les différents types de problèmes d'optimisation appliqués aux réseaux électriques et décrits dans la littérature. Nous nous intéresserons à toutes les échelles de réseau, depuis les grands réseaux interconnectés de transport d'électricité jusqu'aux réseaux embarqués, en passant par les réseaux de distribution et micro-réseaux.

Dans un premier temps, dans la partie 2.2.2.1, nous présenterons les applications de l'optimisation pour effectuer les choix stratégiques ainsi que la planification à long terme et la conception des réseaux.

Dans un deuxième temps, nous porterons une attention particulière aux méthodes employées pour planifier au jour le jour l'exploitation des réseaux électriques.

- Les méthodes de planification des moyens de production visent à déterminer à l'avance l'ordre de mise en marche des groupes de production permettant de répondre à la demande avec un coût de production minimal (2.2.2.2).
- Les méthodes d'optimisation des flux de puissance visent à effectuer un réglage fin en temps réel des groupes de production pour minimiser les pertes et les coûts de production à l'échelle du réseau (2.2.2.3).

2.2.2.1 Planification et conception des réseaux

Les réseaux électriques sont en constante évolution. En effet, ceux-ci doivent répondre à l'évolution de la consommation, dans un contexte où apparaissent de nouveaux moyens de production difficilement contrôlables, comme les énergies intermittentes (photovoltaïque, éolien...). En raison des durées des phases de consultation publiques, d'études et de réalisation d'une nouvelle tranche d'un réseau¹, les opérateurs de réseaux électriques doivent anticiper ces évolutions sur le long terme et planifier longtemps à l'avance les travaux nécessaires, à la fois au niveau des moyens de production, des lignes de transport et des postes de transformation.

Dans [59], les auteurs présentent la formulation d'un problème d'optimisation appliquée à la planification de réseaux de transports d'électricité. Dans [60], une évolution de celle-ci pouvant être appliquée dans un contexte de marché dérégulé est présentée.

Il existe un grand nombre de publications concernant l'application des méthodes d'optimisation dans la planification de réseaux de distribution d'électricité. Nous retiendrons [61], [62] et [63]. Dans [61], les auteurs présentent des outils d'optimisation développés et utilisés par Hydro-Québec. Dans [62], d'autres approches basées sur l'application d'algorithmes génétiques sont présentées. Enfin, dans [63], les auteurs présentent l'utilisation de l'optimisation pour le routage optimal des feeders.

2.2.2.2 Exploitation des réseaux : planification des moyens de production

La planification des moyens de production concerne principalement les acteurs qui sont producteurs d'électricité. Ceux-ci cherchent à maximiser leur profit en minimisant les coûts de production, tout en assurant la fourniture d'énergie préalablement négociée avec les

1. A titre d'exemple, alors que la construction d'un groupe EPR à Flamanville a été actée fin 2004, la ligne électrique destinée à interconnecter ce nouveau groupe au réseau RTE a été mise en service en mai 2013 [58].

consommateurs via les marchés de l'énergie. Ces planificateurs exploitent fréquemment un ensemble de groupes de production, possédant généralement des performances et des coûts de production différents. Une méthode de minimisation des coûts de production consiste à choisir le bon *mix* entre ces différents moyens de production pour répondre à la demande. Cette demande pouvant être fortement variable, ce mix varie en fonction du temps. Alors, il est nécessaire de planifier quand mettre en marche et arrêter les groupes de production pour le réaliser, en tenant compte que leur exploitation est soumise à de nombreuses contraintes (par exemple, nombre de cycles de mise en marche et d'arrêt pouvant être limité à un ou deux par jour pour certains groupes). Ce problème, que l'on peut qualifier de planification optimale des moyens de production, est dénommé *Unit Commitment (UC)* dans la littérature anglophone.

Dans [64], l'auteur présente de manière complète, la problématique de la planification de production dans les réseaux électriques de grande taille. Une formulation générique d'un problème d'*Unit Commitment* appliquée à des groupes de production thermiques y est présentée, ainsi que les caractéristiques importantes de ce type de problème. Il est notamment rappelé que le coût de production d'un groupe n'est pas strictement proportionnel à l'énergie fournie mais peut être décomposé en trois composantes :

- une composante de coût directement liée à la quantité de combustible utilisé
- les coûts de maintenance
- les coûts de mise en route et d'arrêt.

Le pilotage doit aussi prendre en compte les contraintes de fonctionnement des différents groupes de production. On peut citer, de manière non exhaustive :

- les limites basses et hautes sur la puissance que ceux-ci peuvent fournir (la limite basse n'étant pas nécessairement égale à zéro)
- les durées minimales de fonctionnement et d'arrêt
- les vitesses de variation de puissance des différents groupes.

Des méthodes similaires peuvent être appliquées pour la gestion optimale de réseaux de type smart-grids et micro-grids. Dans [65], les auteurs présentent une application de l'optimisation pour planifier la mise en route des différents groupes de production et de stockage dans un micro-grid. Dans [66], une application des méthodes d'optimisation pour planifier du report de charge dans un smart-grid est présentée.

2.2.2.3 Exploitation des réseaux : optimisation des flux de puissance

Les flux de puissance transitant dans les réseaux électriques étant très importants, le rendement de la partie transport peut avoir des impacts significatifs sur le coût global de fonctionnement du système électrique. Dans ce contexte, les opérateurs de réseaux de transport d'électricité ont pour mission de régler les flux de puissance et le plan de tension afin de minimiser les pertes, tout en assurant la sécurité de l'approvisionnement électrique. Pour cela, ils font appel à une catégorie de méthodes d'optimisation des flux de puissance, aussi appelées Optimal Power Flow (OPF). Cette catégorie présente la particularité d'intégrer un modèle du réseau électrique, généralement formulé en flux de puissance.

La littérature s'intéresse principalement aux méthodes de reformulation, simplification et résolution du problème d'OPF. Ce fort intérêt de la communauté scientifique peut être expliqué

par la nécessité de disposer de méthodes permettant de résoudre très rapidement le problème d'OPF, afin que celui-ci puisse être appliqué en temps réel pour le pilotage des réseaux électriques.

La FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*, régulateur des marchés de l'énergie des USA) a publiée un ensemble de rapports présentant un état de l'art complet sur les OPF [67][68][69][70][71][72][73][74][75]. Dans [67], les auteurs résument les problématiques liées aux OPF telles que les enjeux économiques auxquels ils répondent, et présentent un ensemble de formulations génériques de problèmes d'OPF. Celles-ci se différencient entre elles principalement par la manière de modéliser le réseau électrique. Dans [76], les auteurs présentent une variante de problème d'OPF destinée à l'optimisation des flux entre un ensemble de réseaux interconnectés.

Le problème d'OPF est un problème non linéaire. On peut citer un ensemble d'articles décrivant la mise en œuvre de méthodes de résolution non linéaires pour la résolution du problème [77][78][79][80][81]. Dans [82], les auteurs proposent une méthode de linéarisation du problème d'OPF.

Les dispositifs de type FACTS sont de plus en plus nombreux dans les réseaux électriques et offrent des nouvelles possibilités de réglages pouvant être exploitées pour maximiser les performances. Afin d'exploiter au mieux ces nouvelles possibilités, des formulations d'OPF intégrant ces systèmes ont aussi été développées [83][84].

Dans [85], les auteurs présentent une formulation originale d'OPF intégrant des systèmes de stockage d'énergie. Afin de déterminer les lois de pilotage optimal pour les systèmes de stockage, un modèle de système de stockage d'énergie a été couplé à un modèle conventionnel d'OPF. Une application sur une version modifiée du cas test IEEE 14-noeuds est présentée. Il est à noter que l'introduction du pilotage des systèmes de stockage rapproche cette formulation du problème d'UC, mais la forte composante réseau justifie son appartenance aux OPF.

Enfin, on citera les travaux de Lars Abrahamsson présentant l'application de méthodes de type OPF pour le pilotage optimal de convertisseurs DC-AC dans un réseau d'électrification ferroviaire alternatif alimenté depuis un réseau de transport d'électricité en HVDC [86]. Une approche similaire, avec des convertisseurs de type DC-DC, a été développée par Rémi Vial pour les réseaux de tramway [87]. Dans [88], les auteurs présentent la formulation d'un problème d'optimisation pour déterminer une loi de pilotage optimisée d'un système de stockage pour la récupération d'énergie résiduelle dans un réseau de type métro. Une linéarisation du problème d'OPF y est présentée.

2.2.2.4 Synthèse

Dans cette partie, nous venons de présenter de nombreux exemples d'application des méthodes d'optimisation aux réseaux électriques. Nous en présentons une synthèse sur la figure 2.4.

Notre problématique de dimensionnement d'un système de stockage d'énergie dans un réseau électrique nécessite une vision systémique : le système de stockage ayant pour objectif d'améliorer la qualité d'alimentation du réseau, il est impensable d'exclure le réseau du problème de dimensionnement. La problématique se retrouve alors à cheval entre deux échelles de temps :

- le système de stockage d'énergie doit être dimensionné pour du long terme (environ dix ans)
- les aspects électrotechniques du réseau nécessitent de prendre en considération des échelles

de temps dont la plus contrainte nous conduit à choisir une période d'étude de l'ordre de la seconde.

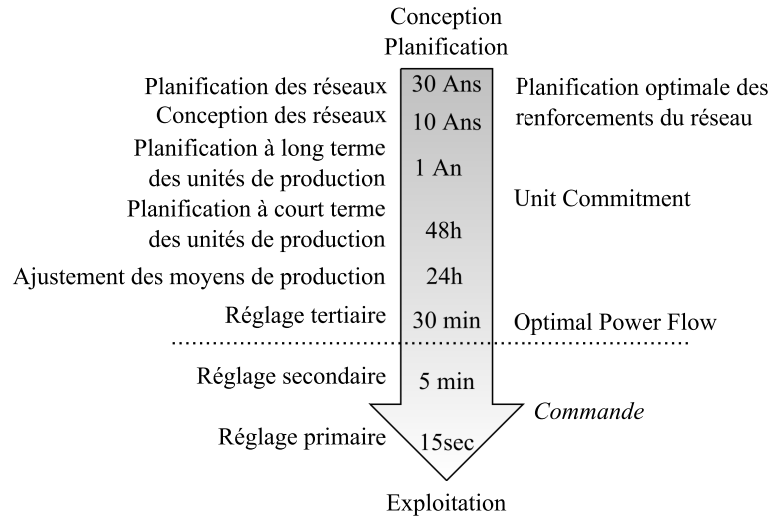


FIGURE 2.4 – Synthèse des applications de l'optimisation aux réseaux électriques

Il n'existe pas dans la littérature de méthode directement adaptée à ce besoin de traiter toutes les échelles temporelles. Notre problématique étant principalement liée à la qualité d'alimentation, nous avons fait le choix de retenir une approche qui permet de conserver une vision électrotechnique du réseau d'électrification ferroviaire, c'est-à-dire de formuler un problème dérivé des *Optimal Power Flow* (OPF). Toutefois, les aspects liés à la gestion du système de stockage d'énergie nous obligent à emprunter certains aspects des problèmes de type Unit Commitment.

Même si les méthodes d'OPF ne permettent pas en tant que telles de produire un dimensionnement. On sait que si l'on connaît la commande permettant de répondre de manière optimale aux problématiques de renforcement de qualité d'alimentation du réseau aux échelles électrotechniques ; alors, on est capable d'en déduire de manière directe le dimensionnement du système de stockage qui permet d'assurer les besoins énergétiques imposés par la commande.

Grâce au temps gagné par l'utilisation de méthodes d'optimisation, qui automatisent fortement la phase de dimensionnement du système de stockage, le concepteur pourra alors comparer facilement plusieurs dimensionnements correspondant à des hypothèses d'évolution du trafic ferroviaire, dans l'objectif de traiter les aspects à long terme.

2.2.3 Catégories de problèmes d'optimisation

Maintenant que nous avons choisi une formulation de problème d'optimisation de type OPF, il nous est nécessaire d'identifier les méthodes qui nous permettront de le résoudre. Le choix d'une méthode de résolution dépend du type de problème d'optimisation à résoudre [89] [90]. Nous proposons donc dans cette partie un classement des problèmes d'optimisation.

La première distinction se fait selon la nature des variables du problème d'optimisation. Si les variables du problème d'optimisation sont continues ($x \in \mathbb{R}^n$), alors on parle d'un problème continu. Si les variables sont exprimées en nombres entiers ($x \in \mathbb{Z}^n$), le problème est qualifié de discret. On distingue une catégorie particulière (problèmes mixtes) dans laquelle des variables continues et entières sont employées ($x \in \mathbb{R}^{n-m} \times \mathbb{Z}^m$).

La deuxième distinction se fait sur la nature de la fonction objectif et des contraintes. On distingue ici deux catégories :

- optimisation linéaire
- optimisation non linéaire.

Le problème d'optimisation est dit linéaire quand les fonctions f, g et h sont linéaires, c'est-à-dire sous la forme (2.2).

$$\begin{cases} \min c \cdot x \\ Cx = d \\ Ax \leq b \\ x \in \mathbb{R}^n \end{cases} \iff \begin{cases} \min f(x) = c \cdot x \\ h(x) = Cx - d = 0 \\ g(x) = Ax - b \leq 0 \\ x \in \mathbb{R}^n \end{cases} \quad (2.2)$$

Où A et C sont des matrices et b, c et d sont des vecteurs dont les valeurs dépendent de la formulation du problème d'optimisation.

Le problème est dit non linéaire lorsqu'au moins une de ces fonctions ne l'est pas. On peut alors distinguer deux catégories de problèmes non linéaires. La première catégorie est constituée par les problèmes convexes. Il s'agit des problèmes construits de manière à ne posséder qu'un seul optimum global. La programmation quadratique est un exemple de problème convexe, dont la fonction objectif est définie sous forme quadratique ($f(x) = x^T Q x + c \cdot x$ où Q matrice semi-définie positive), et les fonctions contraintes sont linéaires. Les problèmes possédant plusieurs optimaux locaux sont dit non convexes.

Parmi les problèmes présentés en 2.2.2, les problèmes d'OPF sont majoritairement des problèmes continus non linéaires, alors que les problèmes d'UC sont plutôt des problèmes mixtes et linéaires.

Après avoir présenté les différents types de problèmes d'optimisation, nous listons par la suite les méthodes de résolution existantes, leur mise en œuvre sous la forme d'algorithmes, ainsi que les logiciels d'optimisation assurant l'interface entre la formulation mathématique du problème et l'algorithme d'optimisation.

2.2.4 Méthodes de résolution

Cette partie présente les méthodes de résolution disponibles pour la résolution des problèmes d'optimisation et le choix d'une méthode adaptée à la résolution de notre problème. La figure 2.5 présente différentes méthodes de résolution.

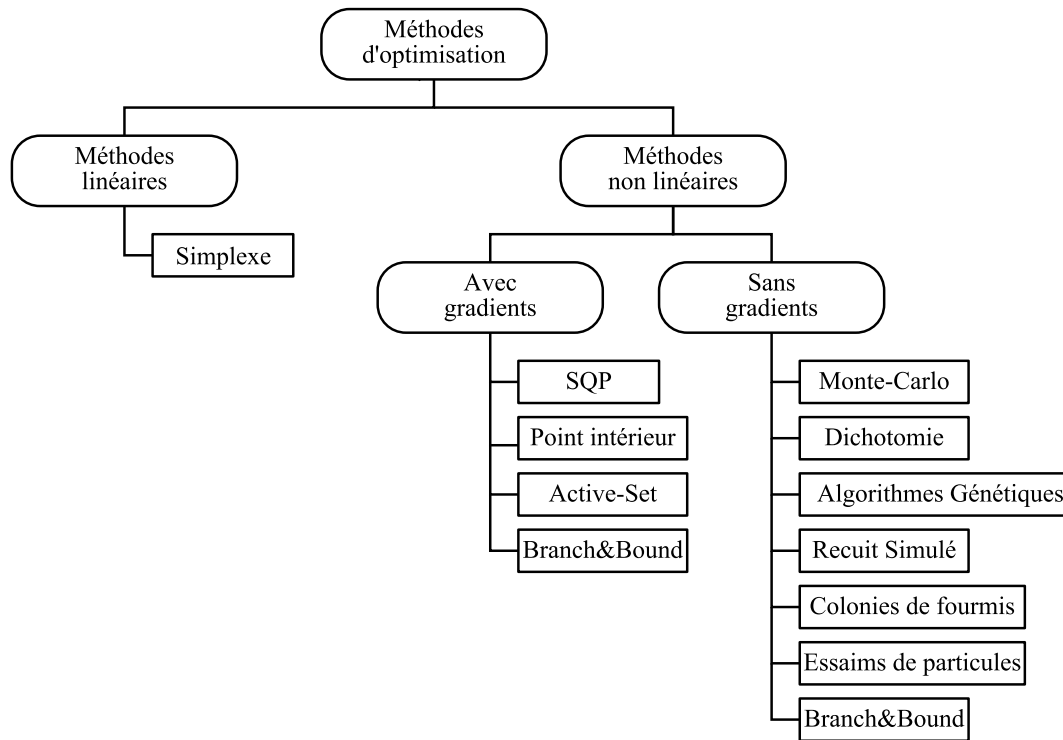


FIGURE 2.5 – Synthèse des méthodes de résolution

2.2.4.1 Méthodes linéaires

La méthode du simplexe [91] est la principale méthode utilisée pour la résolution des problèmes linéaires [92]. Elle repose sur une interprétation géométrique du problème d'optimisation. Cette méthode est bien adaptée à tous les types de problèmes linéaires (qu'ils soient discrets, continus ou mixte) et peut résoudre rapidement des problèmes avec plusieurs millions de variables et contraintes. Dans certains cas, il est possible de résoudre des problèmes non-linéaires en passant par une étape de linéarisation. Cette solution a été écartée dans nos travaux car elle entraînerait des erreurs trop importantes.

Il est à noter que toutes les méthodes non linéaires, que nous présentons par la suite, permettent aussi la résolution des problèmes linéaires.

2.2.4.2 Méthodes non linéaires basées sur les gradients

Il existe un grand nombre de méthodes de résolution des problèmes non linéaires basées sur les gradients. La méthode de programmation quadratique successive (SQP), vise à résoudre de manière itérative le problème d'optimisation en le transformant en une suite successive de problèmes de type programmation quadratique (QP) grâce à une étape de linéarisation des contraintes [93].

Les méthodes de type point intérieur (IP) sont basées sur l'utilisation de fonctions barrières et l'exploration de l'espace des solutions faisables [94]. Elles sont capables de résoudre des problèmes continus non linéaires de grande taille. Enfin, les méthodes de type Active-Set sont basées sur l'analyse de l'influence des contraintes d'inégalité [95].

Ces méthodes sont sensibles à la qualité de calcul des gradients. Elles sont peu efficaces lorsque

l'on introduit des variables discrètes dans le problème, celles-ci introduisant des discontinuités où le calcul des gradients est impossible. On doit alors se limiter à des problèmes comportant au maximum quelques dizaines de milliers de variables (sauf si le nombre de variables entières est très faible par rapport au nombre de variables continues).

2.2.4.3 Méthodes non linéaires sans gradients

Il existe un grand nombre de méthodes d'optimisation n'exploitant pas la connaissance des dérivées du modèle. Ces méthodes reposent sur des heuristiques ou des procédés stochastiques.

La méthode de Monte Carlo est certainement l'approche stochastique la plus simple : elle consiste à choisir au hasard un grand nombre de solutions, puis de les comparer entre elles de manière à conserver la meilleure solution.

La méthode de la dichotomie est aussi une heuristique simple fonctionnant par découpages successifs de l'espace de recherche. Elle est notamment utilisée dans l'outil de calcul de marches économiques MARECO développé par la SNCF pour calculer les marches de train permettant de minimiser la consommation [96].

Les méthodes de type Branch & Bound sont des méthodes heuristiques de résolution des problèmes qui sont bien adaptées aux problèmes en nombres entiers. Elles sont basées sur l'exploration d'un arbre de solutions, en éliminant les branches qui éloignent la solution de l'optimum [97]. Il existe des variantes de cette méthode capables d'exploiter les gradients afin d'aller plus vite dans l'exploration.

Les méthodes basées sur les théories évolutionnaires constituent une grande partie des méthodes stochastiques [98]. Les algorithmes génétiques reposent sur la théorie de l'évolution et cherchent à simuler un processus de sélection naturelle. Ces méthodes créent une population composée de solutions que l'on appelle individus. A chaque itération (au sens des objectifs à atteindre), un processus de sélection élimine les individus les moins performants. Afin de reconstituer la population initiale, de nouveaux individus sont créés en simulant le processus de reproduction génétique (croisement des gènes, c'est-à-dire des caractéristiques de deux individus parents). Des mutations aléatoires sont généralement appliquées pour favoriser l'émergence de nouvelles solutions. La succession des générations entraîne l'émergence progressive d'individus possédant des performances de plus en plus bonnes en termes de l'objectif. Une partie des méthodes génétiques est adaptée à l'optimisation multi-objectifs. On peut notamment citer l'algorithme NSGA-II [99] qui est l'un des plus utilisés.

A l'instar des algorithmes génétiques, d'autres méthodes existent et reposent sur la simulation de processus naturels. On peut citer le recuit simulé [100], les colonies de fourmis [101] ou les essaims de particules [102].

2.2.4.4 Choix de la méthode de résolution

Les méthodes de résolution sans gradient sont celles qui sont les plus adaptées à une optimisation globale. Elles offrent de fortes chances d'obtenir un optimum global si l'algorithme utilisé est bien paramétré. Toutefois, cette recherche globale se fait au prix d'un coût de calcul élevé et elles ne peuvent être utilisées que pour des problèmes comportant peu de contraintes (quelques dizaines en général en génie électrique).

Les problèmes de type OPF présentent les caractéristiques suivantes : ils sont non linéaires et de grande taille. Il nous est donc nécessaire de choisir une méthode adaptée : c'est le cas des méthodes de résolution de problèmes non linéaires basées sur des gradients. Elles permettent une optimisation rapide et peuvent traiter des problèmes avec de nombreuses contraintes. Toutefois ce sont des méthodes locales ayant de fortes chances d'aboutir sur des optimums locaux. La méthode du point intérieur a été retenue, celle-ci offrant les meilleures performances sur les grands problèmes.

2.2.5 Approches et outils d'optimisation

Le choix d'une méthode de résolution ne suffit pas à la résolution du problème d'optimisation. Il faut pouvoir décrire le problème d'optimisation sous la forme générale présentée au début de cette partie et la confier à un algorithme d'optimisation mettant en œuvre cette méthode. Il existe pour cela plusieurs approches, qui sont mises en œuvre par un certain nombre d'outils logiciels. Cette partie présente le choix de l'approche et des logiciels que nous allons employer pour la résolution de notre problème.

2.2.5.1 Choix d'une approche d'optimisation

On peut distinguer deux grandes approches pour la formulation et la résolution de problèmes d'optimisation [103] :

- l'approche couplée : couplage entre outils d'optimisation et outils de simulation numérique existants ;
- l'approche intégrée : formulation du problème d'optimisation sous la forme d'équations mathématiques et résolution par l'algorithme d'optimisation

2.2.5.2 Approche couplée

L'approche couplée consiste à coupler un outil d'optimisation à des outils de simulation existants (figure 2.6). L'outil d'optimisation remplace alors le concepteur en testant de manière successive différents paramètres de dimensionnement jusqu'à obtenir la meilleure solution en termes d'objectif, tout en satisfaisant les contraintes.

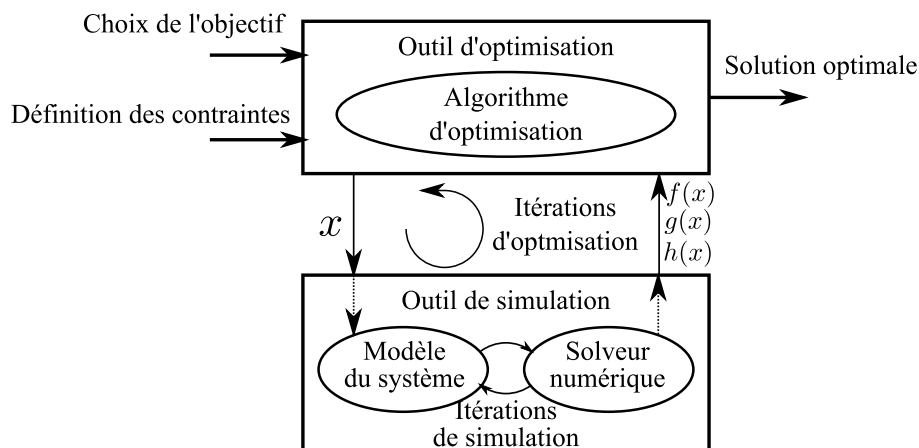


FIGURE 2.6 – Illustration de l'approche couplée

Cette approche présente l'avantage de pouvoir être facilement appréhendée par le concepteur habitué à utiliser des méthodes de simulation, celui-ci pouvant s'appuyer sur des outils qu'il maîtrise et sur les modèles qu'il a précédemment développés.

L'inconvénient principal de cette approche vient de l'absence d'accès aux équations du modèle de simulation par l'outil d'optimisation, de même qu'aux gradients exacts. En effet, comme nous l'avons vu précédemment, les méthodes d'optimisation les plus efficaces (en termes de critères et de contraintes) reposent sur l'utilisation des gradients, et nécessitent de connaître les dérivées de la fonction objectif et des contraintes en fonction des paramètres de dimensionnement. Ces dérivées peuvent être estimées par des méthodes de type différences finies, mais cela entraîne une augmentation du nombre d'appels à l'outil de simulation ainsi qu'un risque élevé d'apparition d'erreurs numériques en raison de la simplicité de ces calculs de dérivées [104]. De plus, certains codes de simulation numérique, peuvent ne pas converger sur certains jeux de valeurs des paramètres donnés par l'algorithme d'optimisation.

Ainsi, l'approche couplée est souvent bien adaptée aux problèmes de dimensionnement où le nombre de paramètres de dimensionnement reste raisonnable (de l'ordre de quelques dizaines).

Une des applications phare de cette méthode en génie électrique est le dimensionnement de dispositifs électromagnétiques (transformateurs, machines et entraînements électriques) [105][106][107].

Lorsque le nombre de paramètres de dimensionnement devient important, cette approche devient inadaptée. D'une part, les algorithmes d'optimisation sans gradient ne sont plus capables de traiter efficacement la complexité du problème d'optimisation, et d'autre part, le calcul des dérivées, nécessaires pour l'utilisation des méthodes basées sur les gradients, peut entraîner des temps de calcul prohibitif, ceux-ci étant proportionnels au nombre de paramètres de dimensionnement.

Afin de traiter des problèmes de dimensionnement plus complexes, il est nécessaire de passer par une approche reposant sur l'utilisation d'un modèle mathématique du système.

2.2.5.3 Approche intégrée

L'approche intégrée consiste à formuler le problème d'optimisation directement sous une forme mathématique. Dans le cadre des problèmes linéaires, cela revient simplement à donner les expressions analytiques des matrices A et C et des vecteurs b , c et d . Dans le cadre des problèmes non linéaires, il est nécessaire de formuler les fonctions $f(x)$, $g(x)$ et $h(x)$ de manière formelle, ainsi que leurs dérivées. De manière pratique, cela revient à évaluer numériquement ces fonctions et leurs dérivées, ces dernières pouvant être obtenues à l'aide de méthodes de différentiation automatiques [108]. L'approche correspondante est présentée sur la figure 2.7.

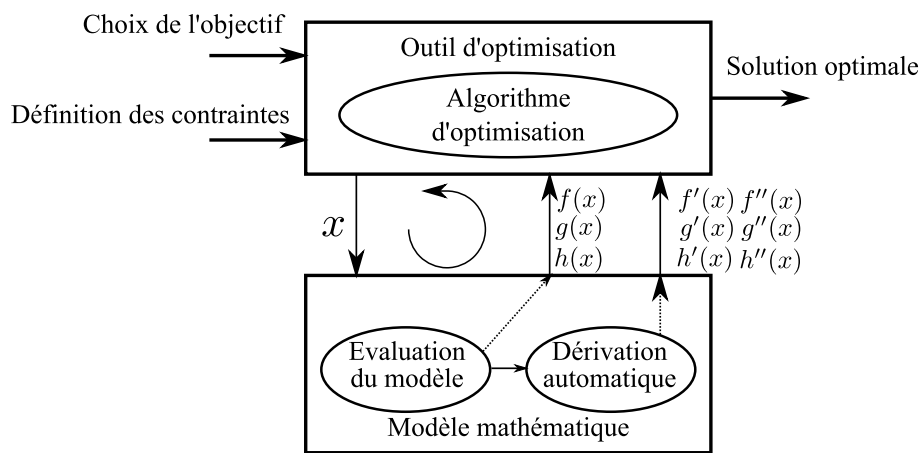


FIGURE 2.7 – Illustration de l'approche intégrée

La connaissance du modèle et de ses dérivées autorise l'utilisation directe d'algorithmes d'optimisation basés sur les gradients, qui présentent les meilleures performances pour les problèmes avec un grand nombre de variables de décision.

Cette approche nécessite de disposer d'un modèle mathématique du système que l'on souhaite optimiser. Contrairement à l'approche précédente où il suffit d'utiliser un outil de simulation, ici, la mise en œuvre du modèle peut requérir des temps de développement importants, parfois de la programmation dans des langages informatiques, bien que de plus en plus, des langages de modélisation soient proposés (cf. paragraphe suivant). Enfin certains systèmes ne peuvent pas être entièrement modélisés sous la forme d'équations mathématiques.

2.2.5.4 Logiciels d'optimisation

Les méthodes présentées ci-dessus ne peuvent pas être exploitées directement par le concepteur. Elles sont généralement intégrées dans des suites logicielles dédiées à l'optimisation. Ces suites logicielles sont généralement composées de quatre types de modules.

- **Un modelleur.** Celui-ci permet au concepteur de décrire le modèle, sous la forme d'un langage de description textuel, graphique ou mixte
- **Un projeteur.** Celui-ci met en forme le modèle tel qu'il est décrit dans le modelleur, pour qu'il puisse être traité par un algorithme d'optimisation. Il fournit à l'algorithme

d'optimisation une version standardisée du problème sous la forme présentée dans l'équation (2.1). Il instrumente le modèle pour de la dérivation ou dérive ce modèle pour permettre l'utilisation des gradients les plus exacts possibles. Lorsque ce n'est pas possible, les différences finies restent une dernière solution pour fournir les gradients.

- **Un ou plusieurs solveurs ou algorithmes d'optimisation.**

- **Un module de post traitement.** Il permet l'analyse des résultats fournis par le solveur.

Nous avons établi une liste non exhaustive d'outils commerciaux permettant de faire de l'optimisation.

Optimus est un logiciel dédié à la formulation des problèmes d'optimisation via des outils de calcul numérique et de simulation [109]. La définition des problèmes se fait à partir d'une interface graphique afin de piloter les simulations. Il permet ensuite d'appliquer des algorithmes d'optimisation sur les modèles afin de répondre aux problèmes d'ingénierie.

Les logiciels modeFRONTIER® [110] et Isight [111] sont des outils qui sont capables de piloter un grand nombre de logiciels de simulation (notamment à l'aide de processus qui leur permettent de prendre le contrôle de l'interface utilisateur) afin d'automatiser un processus de conception. Cette automatisation peut ensuite être confiée à des algorithmes d'optimisation.

L'environnement MATLAB® est un outil généraliste de modélisation, très répandu, et qui inclut par défaut un certain nombre d'algorithmes d'optimisation. Malgré sa puissance en termes de modélisation, le calcul du Jacobien est limité (utilisation de différences finies ou éventuellement de la toolbox de calcul formel, si le modèle est simple). Dans la majorité des cas, le Jacobien est évalué par différences finies au prix d'un temps de calcul élevé. Plusieurs modeleurs de réseaux électriques ont été développés sous la forme de bibliothèques ou toolbox MATLAB®. Les bibliothèques PSAT et MATPOWER proposent certaines fonctionnalités d'optimisation.

Got IT est un outil d'optimisation dédié à la conception de systèmes électromagnétiques [112]. Adapté à son domaine, il est capable d'effectuer des plans d'expérience à partir de modèles numériques de type éléments finis (notamment Flux [113]) ou de composants logiciels ICAr [103] ou MUSE. Cela lui permet de générer des surfaces de réponse sous la forme de modèles mathématiques, puis de les exploiter pour de l'optimisation grâce à un certain nombre d'algorithmes d'optimisation fournis dans le logiciel.

L'environnement CADES est un environnement d'optimisation destiné à des applications métiers [114]. Il comporte un ensemble de modeleurs destinés à des problèmes particuliers (par exemple, le modeleur RelucTool [115][116], dédié à la génération de modèles pour le dimensionnement de systèmes électromagnétiques), ainsi qu'un modeleur général basé sur un langage de modélisation propriétaire « SML ». Ces modeleurs permettent de générer des composants logiciels (ICAr ou MUSE) encapsulant les équations du modèle, qui peuvent ensuite être utilisés par les différents modules de calcul et d'optimisation de l'outil mais aussi d'autres environnements de calcul et d'optimisation [103]. Son module d'optimisation permet de faire appel à un certain nombre d'algorithmes d'optimisation. Enfin, un module de traitement des résultats d'optimisation permet l'analyse des résultats. Cet environnement utilise la dérivation formelle et l'outil de dérivation automatique ADOL-C (projet COIN-OR) pour calculer les dérivées exactes d'un modèle de dimensionnement exprimé en SML (langage de modélisation propriétaire de CADES) [117].

Les outils GAMS [118] et AMPL [119] sont des modélisateurs mathématiques pour l'optimisation. Ils permettent de décrire le problème d'optimisation dans un langage de modélisation mathématique dédié. Ils assurent ensuite la pré-résolution et le prétraitement du problème afin de le mettre sous une forme compatible avec l'utilisation des algorithmes d'optimisation. Ce pré-traitement consiste notamment à effectuer un certain nombre de simplifications et à calculer les gradients du modèle. Enfin, ils font appel à un algorithme d'optimisation pour la résolution du problème, puis permettent l'affichage du résultat. GAMS est compatible avec un nombre important d'algorithmes d'optimisation libres ou commerciaux, adressant de nombreux types de problèmes d'optimisation.

Ces outils d'optimisation ont pour objectif de simplifier la tâche de l'utilisateur en constituant l'interface entre la formulation du problème et les algorithmes d'optimisation. Dans la partie suivante, nous présentons une liste d'algorithmes d'optimisation disponibles pour la résolution de notre problème.

2.2.5.5 Algorithmes de résolution

Les enjeux liés à la résolution des problèmes d'optimisation ont entraîné le développement d'un grand nombre d'algorithmes de résolution commerciaux ou universitaires. Nous retiendrons parmi ces algorithmes :

- CPLEX, qui est un solveur développé par IBM destiné à la résolution de type LP, MILP et QP [120]. Il implante plusieurs méthodes de résolution dont la méthode du Simplex. C'est aujourd'hui l'algorithme de référence pour la résolution de problèmes d'optimisation linéaires de très grande taille (plusieurs millions de variables).
- VF13 est une implantation de la méthode de programmation quadratique successive (SQP) pour la résolution de problèmes non linéaires [121]. Il est notamment intégré à la suite CADES.
- IPOPT est une implantation open source de la méthode du point intérieur mise à disposition de la communauté scientifique via le projet COIN-OR [122][123].
- KNITRO est un solveur développé par Ziena, destiné à la résolution de problèmes non linéaires complexes [124]. Il intègre plusieurs variantes de la méthode du point intérieur, une méthode de type Active-Set, une méthode de type SQP, ainsi qu'un ensemble de méta-heuristiques permettant de sélectionner dynamiquement la meilleure méthode lors de la résolution du problème ainsi que de déterminer automatiquement le meilleur paramétrage de celle-ci. Il possède de bonnes performances sur les problèmes de grande taille.
- fmincon est le solveur de problèmes d'optimisation intégré à la suite MATLAB®. Il implante différentes méthodes dont le point intérieur, SQP et Active-Set [125]. Ses performances sont limitées par le calcul des dérivées qui peuvent impacter la convergence.

Conclusion du chapitre et positionnement des travaux

Dans ce chapitre, nous avons présenté deux catégories de méthodes destinées à aider le concepteur d'un système : les méthodes de simulation, plutôt adaptées à de l'analyse et de l'étude de sensibilité, ainsi que les méthodes d'optimisation, plutôt adaptées au dimensionnement et à la

gestion des flux de puissance dans les réseaux.

Nous avons dans un premier temps présenté un ensemble de méthodes de simulation et leurs applications à la conception de réseaux électriques. Nous avons cependant montré qu'elles s'avèrent inadaptées au problème de dimensionnement d'un système de stockage pour nos applications de réseau d'électrification ferroviaire. En effet, nous avons besoin d'une approche systémique et nous devons intégrer la commande du système de stockage dans le problème même de conception. Ceci entraîne une augmentation importante du nombre de paramètres que le concepteur doit prendre en compte. Nous avons donc fait le choix d'utiliser des méthodes d'optimisation, celles-ci étant plus adaptées au traitement de problèmes de dimensionnement complexes.

Nous avons identifié dans la littérature un grand nombre d'applications de ces méthodes d'optimisation dans les réseaux électriques. Celles qui nous semblent les plus adaptées à notre problématique sont les méthodes de type optimisation de flux de puissance (OPF). Ainsi, nous avons fait le choix de formuler un problème d'optimisation dérivé de ces méthodes. Il devra être capable de déterminer la commande d'un système de stockage pour renforcer la qualité d'alimentation dans un réseau d'électrification ferroviaire, tout en prenant en compte la problématique du réseau et des circulations des trains. Ce choix est conforté par l'existence de formulations de ce type qui ont déjà été appliquées dans un contexte ferroviaire pour des problématiques différentes [86][87][88].

Après avoir formulé notre problème d'optimisation, il sera nécessaire de faire appel à des méthodes adaptées pour résoudre celui-ci. Nous avons choisi d'employer une méthode de résolution mathématique basée sur les gradients, cette catégorie de méthodes étant la plus à même de traiter la complexité de notre problème (problème non linéaire avec un grand nombre de contraintes). Face à cette complexité, nous avons aussi choisi d'employer une approche intégrée basée sur l'utilisation de modèles mathématiques pour la mise en œuvre du modèle d'optimisation. Ce choix est appuyé par les résultats obtenus lors de travaux préliminaires durant lesquels nous avons utilisés une approche de couplée pour déterminer le positionnement optimal de deux sous-stations sur une ligne ferroviaire à l'aide d'un algorithme génétique [126]. Les performances de cette approche se sont révélées très mauvaises, et il nous est apparu difficile de continuer avec le même genre de méthode.

Au final, nous avons choisi de formuler notre problème dans l'outil d'optimisation GAMS et de le résoudre à l'aide de l'algorithme d'optimisation KNITRO. Ces outils sont les plus adaptés à la résolution des problèmes d'optimisation complexes et de grande taille que sont les OPF. La formulation du modèle d'optimisation que nous avons développée et les détails de la mise en œuvre vont être présentés maintenant.

Chapitre 3

Méthodologie de conception par optimisation pour un réseau d'électrification ferroviaire

L'état de l'art des méthodes de conception présenté dans le chapitre précédent a permis de montrer que la formulation d'un problème d'optimisation s'avérait indispensable pour répondre aux problématiques posées par le dimensionnement et le pilotage d'un système de stockage inséré dans un réseau d'électrification ferroviaire.

La première partie de ce chapitre présente une méthodologie de modélisation du réseau d'électrification. Les modèles des composants du réseau sont détaillés, incluant une méthode de modélisation du mouvement des charges.

Des contraintes d'inégalité et une fonction objectif sont ensuite choisies afin de formuler un problème complet d'optimisation.

Le calcul de certains paramètres physiques ainsi que le choix d'un pas de discrétisation adapté aux dynamiques étudiées sont présentées dans un troisième temps.

Finalement, les caractéristiques du problème d'optimisation proposé sont analysées afin de s'orienter vers une méthode de résolution adaptée. La taille du problème est notamment estimée.

3.1 Modèle du réseau ferroviaire

La définition d'un modèle du réseau ferroviaire constitue la première étape de la construction du problème d'optimisation.

La figure 3.1 présente le principe d'un réseau d'électrification ferroviaire en courant continu. On peut distinguer parmi les différents éléments de ce réseau :

- les sous-stations de traction, constituées chacune par un transformateur abaisseur ainsi qu'un pont redresseur à diodes,
- les charges mobiles, constituées chacune par un train,
- le circuit de distribution de l'énergie aux trains, composé de deux parties avec d'un côté la caténaire et de l'autre le circuit de retour de courant par les rails.

Notre modèle du réseau devra être capable de représenter de manière fidèle le comportement de

l'intégralité de ces éléments.

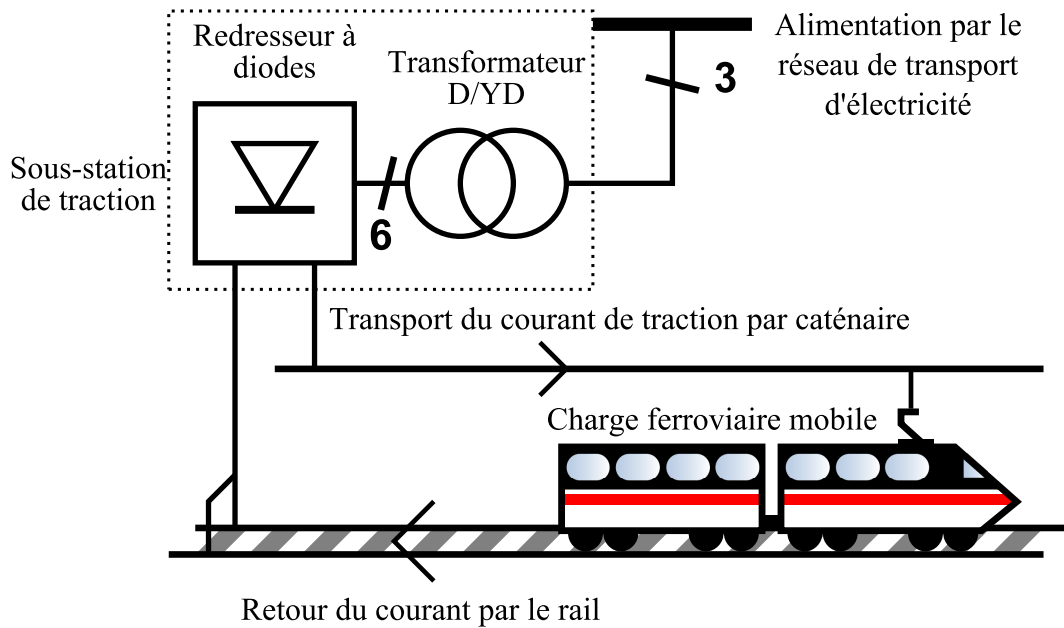


FIGURE 3.1 – Réseau simple

3.1.1 Discrétisation temporelle

Lors de la phase de modélisation d'un système physique, il est souvent nécessaire de discrétiser le temps en un certain nombre de pas élémentaires qui permettent d'échantillonner l'évolution dynamique du système, continue, en une suite finie d'états.

Ici, notre objectif est d'effectuer une analyse énergétique du réseau ferroviaire sur de longues périodes. Nous pouvons donc nous permettre de négliger les dynamiques rapides du réseau électrique, celles-ci n'ayant pas d'impact sur les aspects énergétiques, pour ne retenir que les dynamiques lentes. L'évolution dynamique du système est donc décomposée en une suite de régimes permanents ou états dits quasi-statiques.

Par la suite, on notera $k \in 1, 2, \dots, K$ l'ensemble des indices temporels où K est le nombre total de pas de temps sur la période étudiée.

3.1.2 Sous-stations

Le modèle des sous-stations a été défini afin de représenter le comportement d'une sous-station avec redresseur à diodes.

- Durant les phases de fonctionnement en source, une sous-station se comporte comme une source de tension. Cette source de tension n'est pas idéale : on considère qu'elle possède une certaine résistance interne, représentant une vue globale des propriétés de la sous-station telles que les chutes de tension dans les transformateurs, la résistance à l'état passant des diodes ou bien les phénomènes d'empiètement.
- Durant les phases où la tension en sortie dépasse la tension à vide de la sous-station, celle-ci se bloque. Elle se comporte alors comme un circuit ouvert.

Le modèle électrique présenté sur la figure 3.2 permet de représenter ces deux phases. L'ajout d'une diode considérée comme parfaite permet de prendre en compte le phénomène de blocage de la sous-station.

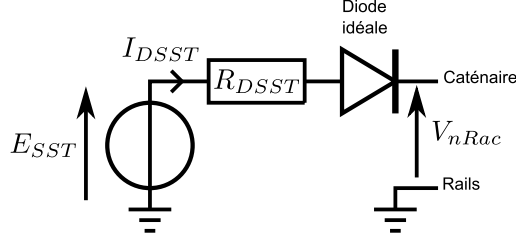


FIGURE 3.2 – Modèle énergétique d'une sous-station

Une manière de modéliser une diode, couramment utilisée dans les outils de simulation consiste à approximer sa caractéristique en deux parties : lorsque la diode est passante, celle-ci se comporte comme une résistance équivalente faible (avec éventuellement une chute de tension que nous avons négligée) ; et lorsque celle-ci est bloquée, aucun courant ne peut circuler (voir figure 3.3). Cette caractéristique par morceaux peut être écrite de la manière suivante :

$$I_D(V_D) = \begin{cases} \frac{V_D}{R_{eq}} & \text{si } V_D > 0 \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.1)$$

Où I_D est le courant traversant la diode, V_D la tension aux bornes de la diode et R_{eq} la résistance équivalente de la diode à l'état passant.

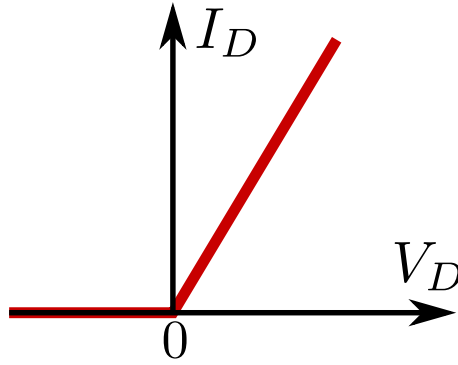


FIGURE 3.3 – Caractéristique idéale de redresseur

Malheureusement, cette caractéristique présente une discontinuité lorsque V_D est proche de zéro. Si celle-ci était employée dans le modèle d'optimisation, il serait nécessaire d'introduire des variables discrètes. Celles-ci nécessiteraient alors l'utilisation de méthodes de résolution en nombre entier et des problèmes de convergence pourraient apparaître.

Afin de supprimer cette discontinuité, nous avons proposé une fonction continue que l'on appellera \mathcal{R} basée sur la fonction arc-tangente et approximant de manière fidèle la caractéristique discontinue (3.2).

$$I_D = \mathcal{R}(V_D, R_{eq}, a_1, a_2) = \frac{V_D}{R_{eq}} \frac{1}{\pi} \left(\arctan(a_1 V_D) + \frac{\pi}{2} + a_2 \pi \right) + \frac{1}{a_1 R_{eq} \pi} \quad (3.2)$$

Nous avons introduit deux paramètres de réglage a_1 et a_2 . Le paramètre a_1 permet de définir la raideur de la transition autour de 0. Le paramètre a_2 permet de rajouter une pente supplémentaire à la courbe, dans l'objectif de faciliter la convergence des algorithmes de résolution.

Cette fonction nous permet de définir le courant traversant le redresseur d'une sous-station par (3.3) où la tension aux bornes du redresseur est exprimée par (3.4).

$$I_{DSST}(V_{DSST}) = \mathcal{R}(V_{DSST}, R_{DSST}, a_{1SST}, a_{2SST}) \quad (3.3)$$

$$V_{DSST} = E_{SST} - V_{nRac} \quad (3.4)$$

I_{DSST} correspond au courant fourni par la sous-station, R_{DSST} à la résistance équivalente du redresseur de la sous-station, E_{SST} à la tension à vide de la sous-station, V_{nRac} à la tension au niveau du nœud de raccordement de la sous-station au réseau d'électrification ferroviaire, a_{1SST} et a_{2SST} aux valeurs des paramètres de réglage de la fonction \mathcal{R} pour la sous-station.

La figure 3.4 présente une application numérique pour différentes valeurs des paramètres a_{1SST} et a_{2SST} . Elle est comparée à la caractéristique idéale définie par (3.1).

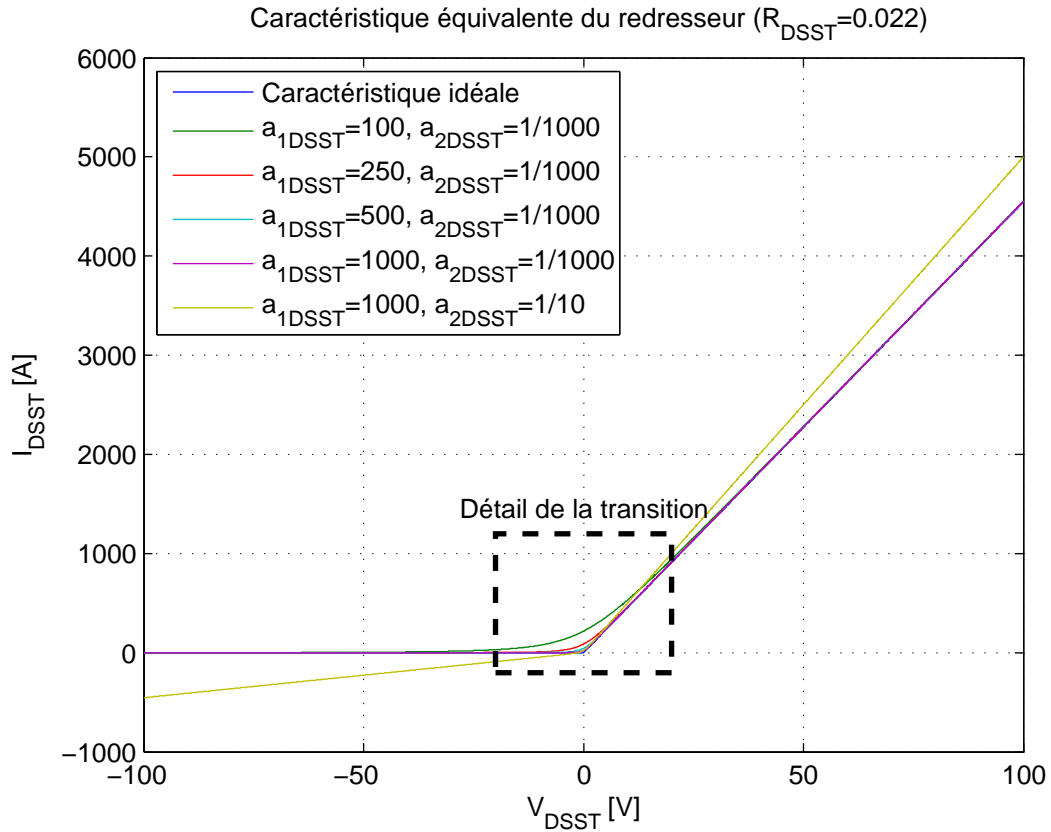


FIGURE 3.4 – Caractéristique équivalente de redresseur : comparaison dans la plage de fonctionnement attendue du redresseur

On constate que la caractéristique continue équivalente représente avec une bonne fidélité la caractéristique idéale. La figure 3.5 présente le détail de la courbe au niveau de la transition entre état passant et bloqué.

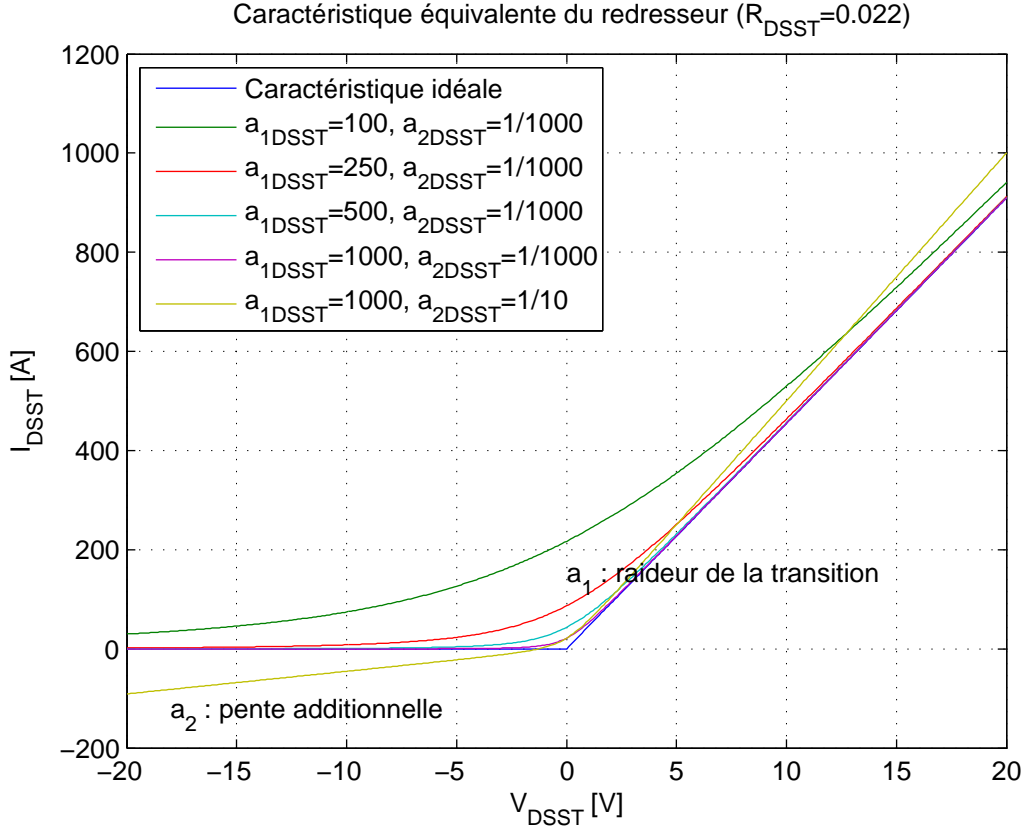


FIGURE 3.5 – Caractéristique équivalente de redresseur : détail autour de la transition entre état bloqué et passant

L'erreur est d'autant plus faible que a_{1SST} est grand et a_{2SST} proche de 0. Lors de la résolution du problème d'optimisation, nous avons choisis de régler ces paramètres de la manière suivante : $a_{1SST} = 1000$ et $a_{2SST} = 1/1000$. En effet, ce jeu de valeurs permet de fournir un bon compromis entre précision des calculs et convergence des optimisations.

3.1.3 Charges mobiles

La modélisation d'un réseau d'électrification ferroviaire introduit des problématiques que l'on ne rencontre pas dans les autres réseaux électriques. La plus remarquable vient du fait que les charges ne sont pas sédentaires, mais se déplacent en fonction d'une cinématique qui leur est propre.

Le nombre de ces charges est peu élevé, et leur puissance unitaire se situe dans le même ordre de grandeur que la puissance pouvant transiter sur le réseau. Il est donc impossible d'effectuer des simplifications (comme agréger les charges), et le modèle du réseau devra prendre en compte le déplacement de chacune des charges dans le réseau. Dans cette partie, nous présentons la méthode qui a été retenue.

3.1.3.1 Hypothèses de modélisation cinématique

La marche des trains (c'est-à-dire leur position dans le réseau en fonction du temps) peut être calculée à partir des horaires théoriques, des modèles cinématiques ainsi que des caractéristiques

du réseau d'électrification qui les alimente. Nous avons eu le choix entre deux options :

- développer notre propre simulateur cinématique
- utiliser un outil de simulation existant.

Nous avons choisis la deuxième option, en nous appuyant sur le logiciel de simulation ESMERALDA. Ce logiciel est employé pour évaluer *a priori* la marche réelle des trains. Il est à noter que cet outil fait appel à un modèle du réseau d'électrification ferroviaire lors de ses calculs, mais il n'est pas en mesure de fournir un modèle pour l'optimisation. De plus, seuls les résultats de simulation sont disponibles. Il nous est donc nécessaire de reconstruire une partie du modèle afin de formuler notre problème d'optimisation.

ESMERALDA nous fournit les marches calculées des trains. Ces marches contiennent la position, ainsi que la puissance consommée par chaque train en fonction du temps. Nos travaux font l'hypothèse que la marche des trains est connue à l'avance, et n'est pas influencée par les performances de l'électrification ferroviaire. Autrement dit, le modèle ne propose pas de couplage électrocinématique des modèles électriques du réseau et des modèles cinématiques des trains. Nous cherchons donc à assurer les besoins énergétiques des trains calculés au préalable par ESMERALDA, tout en assurant de meilleures performances électriques (niveau de tension et rendement principalement). Ceci est d'autant plus valable que l'on est dans un contexte de pré-dimensionnement et que l'on peut supposer que les simulations ESMERALDA se basent sur un réseau correctement dimensionné pour permettre des marches réalistes. Les améliorations apportées ici ne pourront donc qu'améliorer les performances des trains.

3.1.3.2 Choix d'une méthode de découpage de la caténaire

Un réseau d'électrification ferroviaire peut être décomposé en trois types d'éléments :

- les installations fixes de traction électrique, correspondant à l'infrastructure d'électrification disposée en bord de voie : les sous-stations et les postes de sectionnement ou de mise en parallèle
- les installations de distribution de l'énergie, constituées par la caténaire et les rails
- les charges mobiles que sont les trains.

Alors que les installations et les charges fixes ne posent pas de difficulté, la modélisation de la partie distribution est plus complexe puisqu'il est nécessaire d'adapter sa topologie en fonction des charges qui se déplacent. Dans cette partie, nous présentons notre méthode pour traiter ce problème.

Le principe général est de créer de nouveaux nœuds où connecter les charges sur une section de caténaire située entre deux installations fixes de traction électrique. Les exemples qui seront présentés ci-dessous se basent sur une section simple de caténaire située entre deux installations fixes A et B , et de longueur ℓ (figure 3.6).

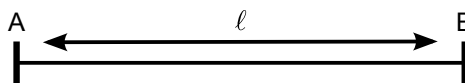


FIGURE 3.6 – Découpage initial d'une section

Découpage fin de la ligne La première méthode envisagée consiste à découper une section de caténaire en un grand nombre n de sous-sections fixes de courte longueur (figure 3.7).

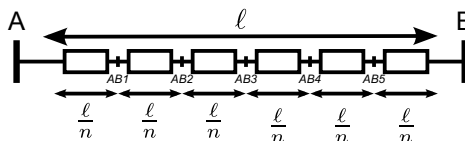


FIGURE 3.7 – Maillage fin avec un nombre de nœuds fixes

Cela permet de créer un nombre suffisant de nœuds pour que chaque train puisse être connecté au nœud le plus proche de sa position sans entraîner d'erreur importante. Cette méthode, bien que simple, possède l'inconvénient de créer un nombre élevé de nœuds. Le nombre d'équations à résoudre pour calculer les grandeurs du circuit électrique est alors élevé puisqu'il est proportionnel au nombre de nœuds.

Minimisation du nombre de nœuds Une deuxième méthode consiste à créer uniquement les nœuds nécessaires à la connexion des charges. Cette méthode permet d'avoir à chaque instant un nombre de nœuds minimal, mais possède l'inconvénient d'avoir un nombre de nœuds variable en fonction du nombre de trains connectés sur une section de caténaire (voir figure 3.8).

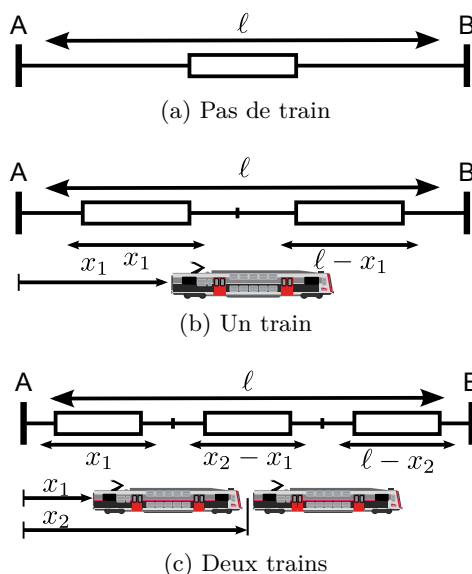


FIGURE 3.8 – Nombre de nœuds variable et minimal

Ce nombre de nœuds variable nécessite de lourdes modifications du modèle mathématique du réseau à chaque changement de topologie.

Compromis permettant d'obtenir un modèle à topologie fixe Enfin une dernière méthode consiste à créer initialement un nombre suffisant de nœuds pour pouvoir connecter le nombre maximal de charges pouvant être présentes sur une section (voir figure 3.9). Les nœuds de connexion des trains ainsi que les longueurs des sous-sections sont modulés dans le temps en fonction de la position des trains.

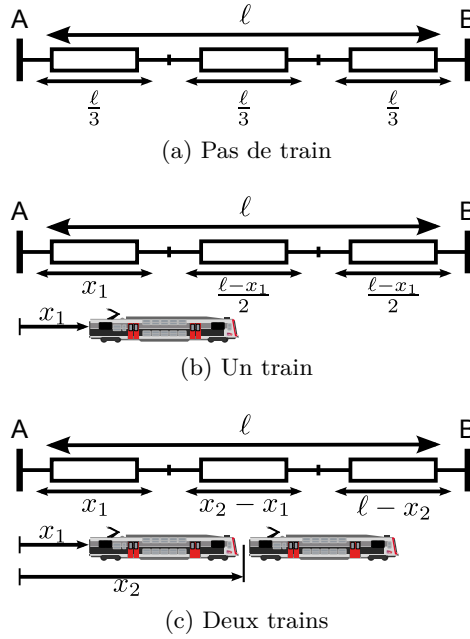


FIGURE 3.9 – Nombre de nœuds fixe et longueur de ligne variable

Cette méthodologie permet de combiner les avantages d'un nombre fixe de nœuds, permettant une modélisation plus simple du réseau électrique, tout en gardant un nombre raisonnable de nœuds donc une taille raisonnable du modèle.

C'est cette méthode que nous avons retenue et qui est présentée en détails dans la partie suivante.

Le changement de nœud des trains entraîne normalement des changements de topologie. Afin de complètement supprimer ces changements de topologie, nous avons choisi de modéliser en permanence un « train virtuel » à chaque nœud du réseau où un train est susceptible d'être connecté. Si un train est connecté à un nœud, alors les grandeurs correspondant à celui-ci sont utilisées par le train virtuel du nœud concerné. Dans le cas contraire, les grandeurs et équations du modèle sont paramétrées de manière à ce que ce train virtuel soit complètement transparent vis-à-vis du réseau (par exemple, la puissance électrique est affectée à 0).

3.1.3.3 Détails de la méthodologie de modélisation du déplacement des trains

La première étape de cette méthode consiste à déterminer le nombre de nœuds à créer pour chaque section de caténaire. La marche des trains étant connue, il suffit simplement de compter pour chaque pas de temps de la période étudiée le nombre de trains dans chaque section de la ligne. Le nombre maximal atteint est alors retenu (figure 3.10).

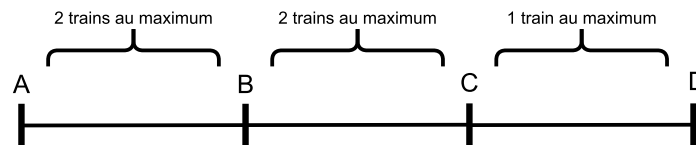


FIGURE 3.10 – Étape a : réseau initial : nombre maximal de trains par section

Alors que cette étape est effectuée une seule fois au début de la construction du modèle, les

étapes suivantes sont répétées pour chaque pas de temps étudié (indiqué k). La deuxième étape vise à créer ces nœuds. Ceux-ci sont dans un premier temps répartis régulièrement le long des sections afin de les découper en un certain nombre de sous-sections de longueur égale (figure 3.11).

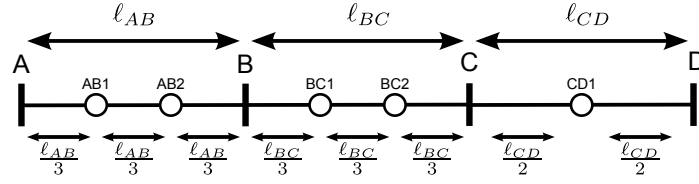


FIGURE 3.11 – Étape b : création et répartition des nœuds

La troisième étape vise à affecter chaque train à un nœud. Pour cela, chaque train se voit affecté au nœud le plus proche de sa position (figure 3.12).

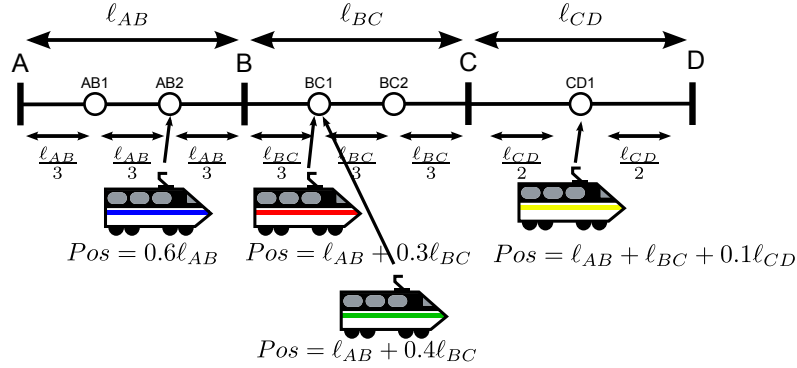


FIGURE 3.12 – Étape c : attribution des trains aux nœuds

Cette méthode d'attribution des trains aux nœuds ne garantit pas que le nombre de trains connectés à chaque nœud soit au maximum de un. Il est nécessaire d'effectuer une phase de gestion de conflits afin d'assurer cette condition. Cette phase consiste, pour chaque nœud où le nombre de trains connectés est supérieur à un, à déplacer un des trains vers un nœud adjacent. Le choix du train à déplacer se fait en fonction de la position des différents trains et de la disponibilité d'un nœud adjacent, le déplacement d'un train sur un nœud fixe étant interdit. Elle est appliquée tant que le nombre de trains connectés à chaque nœud n'est pas au plus de un (figure 3.13).

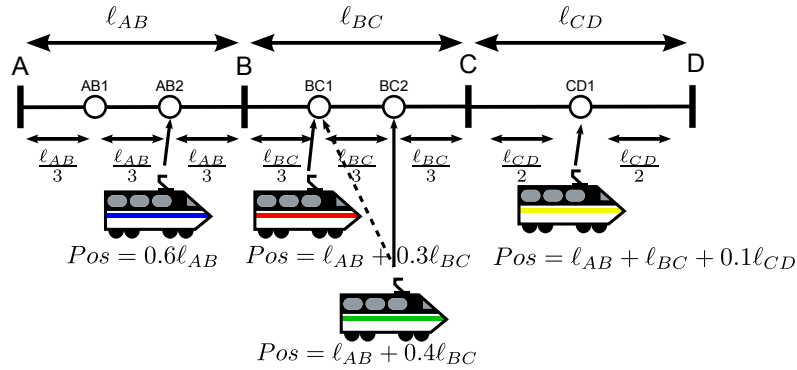


FIGURE 3.13 – Étape d : gestion des conflits

Lorsque tous les trains sont correctement placés sur leur nœud respectif, on dispose alors de toutes les informations pour calculer la longueurs des sections (figure 3.14), et donc les valeurs des résistances du réseau, en fonction de la position des trains. On peut alors enregistrer ces valeurs et passer au pas de temps suivant ($k + 1$).

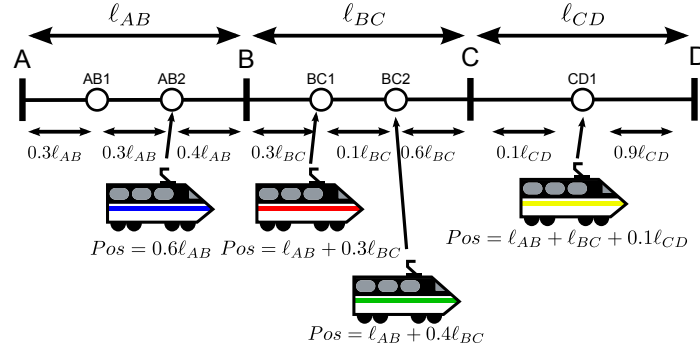


FIGURE 3.14 – Étape e : représentation finale

Les différentes étapes de cette méthode sont résumées sur la figure 3.15.

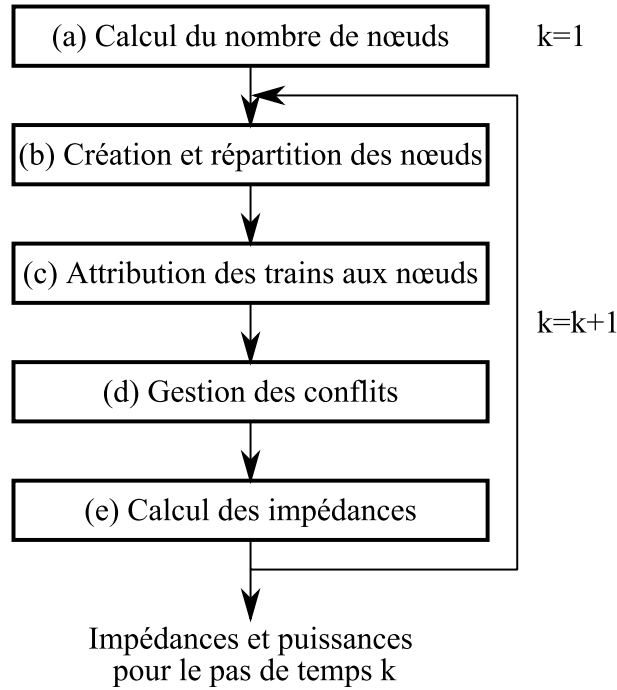


FIGURE 3.15 – Méthodologie de gestion de la cinématique

3.1.4 Circuit électrique

3.1.4.1 Principe de modélisation

Nous avons utilisé une méthode dérivée de la méthode nodale modifiée (Modified Nodal Analysis, MNA) pour la mise en équations de la partie circuit électrique du modèle [29]. Cette méthode est une évolution de la méthode nodale¹ afin d'introduire des sources de tension. Elle est adaptée à la modélisation de circuits linéaires.

1. La méthode nodale ne permet de modéliser que des circuits contenant des sources de courant.

La forme générale de la méthode nodale modifiée est définie par (3.5).

$$\underbrace{\begin{bmatrix} Y_k & B \\ C & Z \end{bmatrix}}_{\text{Matrice nodale modifiée}} \times \underbrace{\begin{bmatrix} \vec{V}_k \\ \vec{I}_k \end{bmatrix}}_{\text{Inconnues à déterminer}} = \underbrace{\begin{bmatrix} \vec{J}_k \\ \vec{E}_k \end{bmatrix}}_{\text{Valeurs des sources connues}} \quad (3.5)$$

où :

- $\vec{V}_k = \begin{bmatrix} V_{1,k} & V_{2,k} & \dots & V_{N,k} \end{bmatrix}^\top$ est le vecteur des potentiels des nœuds du circuit contenant N sources de courant
- $\vec{I}_k = \begin{bmatrix} I_{1,k} & I_{2,k} & \dots & I_{M,k} \end{bmatrix}^\top$ est le vecteur des courants dans les M branches du circuit
- $\vec{J}_k = \begin{bmatrix} J_{1,k} & J_{2,k} & \dots & J_{N,k} \end{bmatrix}^\top$ est le vecteur des courants injectés par les sources de courant
- $\vec{E}_k = \begin{bmatrix} E_{1,k} & E_{2,k} & \dots & E_{M,k} \end{bmatrix}^\top$ est le vecteur des tensions imposées par les sources de tension
- Y_k est la matrice d'admittance sous forme réduite (la ligne et colonne correspondant au potentiel de référence sont supprimées), de dimension $N \times N$, définissant la relation entre les sources de courant et les potentiels des nœuds
- B est une matrice de dimension $N \times M$ qui définit l'incidence des courants \vec{I}_k issus des mailles dans la partie du réseau traitée en méthode nodale (nœuds en source de courant)
- Z est une matrice de dimension $M \times M$ qui contient les résistances des mailles ; elle permet, avec la matrice C (de dimension $M \times N$) de définir les équations des mailles.

3.1.4.2 Contextualisation au réseau électrique ferroviaire

Dans le cadre particulier du modèle électrique du réseau ferroviaire retenu, on peut constater que la partie du réseau faisant intervenir les sources de courant est linéaire, alors que celle faisant intervenir les sources de tension, aux sous-stations, ne l'est pas en raison de l'introduction de la caractéristique des redresseurs. La méthode a donc été adaptée en séparant le modèle en deux parties :

- une partie linéaire partielle définie par le système d'équations (3.5) dans lequel les lignes de la matrice nodale modifiée correspondant aux matrices C et Z sont supprimées ; cela revient à exclure les équations des mailles
- une partie non linéaire définie par l'introduction d'équations supplémentaires correspondant aux sources de tension, en l'occurrence les caractéristiques des redresseurs.

Afin d'illustrer ceci, nous allons utiliser le schéma simple présenté sur la figure 3.16. Ce schéma représente une ligne électrifiée avec une seule voie, deux sous-stations et deux nœuds mobiles.

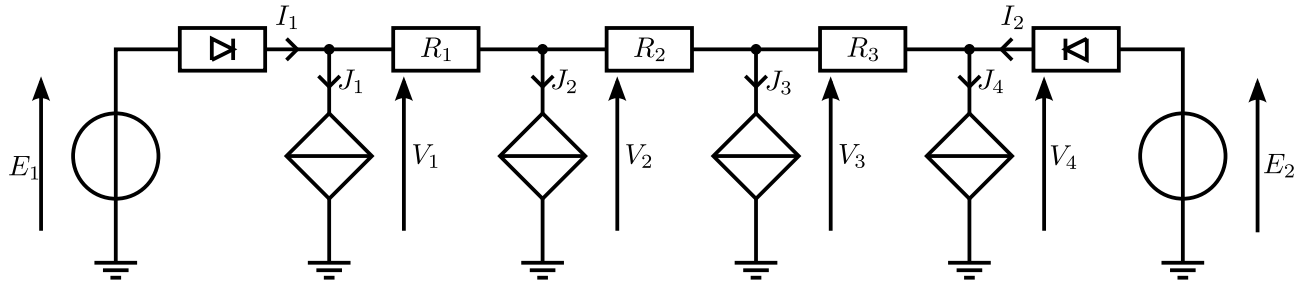


FIGURE 3.16 – Exemple de circuit électrique à modéliser.

Dans cet exemple, les valeurs des matrices Y et B sont :

$$Y = \begin{bmatrix} -1/R_1 & 1/R_1 & 0 & 0 \\ 1/R_1 & -1/R_1 - 1/R_2 & 1/R_2 & 0 \\ 0 & 1/R_2 & -1/R_2 - 1/R_3 & 1/R_3 \\ 0 & 0 & 1/R_3 & -1/R_3 \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

I_1 et I_2 sont alors définis à l'aide de la caractéristique d'une sous-station présentée plus haut, où E_1 et E_2 sont les tensions à vide des sous-stations :

$$I_1 = \mathcal{R}(E_1 - V_1, R_D, a_{1D}, a_{2D})$$

$$I_2 = \mathcal{R}(E_2 - V_4, R_D, a_{1D}, a_{2D})$$

les J_i ($i = 1 \dots 4$) correspondent aux courants absorbés par les trains virtuels dont le modèle est présenté ci-dessous.

3.1.5 Modèle des trains

La figure 3.17 présente le schéma simplifié d'une chaîne de traction alimentée en courant continu. On peut distinguer deux éléments principaux.

- Un ou plusieurs blocs moteur, correspondant à la conversion électromécanique de la chaîne de traction. Ici, nous avons représenté une chaîne de traction basée sur une machine à courant alternatif et un onduleur, mais la structure et le type de motorisation dépendent fortement du type de train.
- Un hacheur rhéostatique. Son rôle est de réguler la tension au niveau du train lors des phases de freinage électrique. Durant ces phases ($I_{Moteur} < 0$), si la tension V_{Train} devient

trop importante, le hacheur se déclenche afin de dissiper l'énergie qui ne peut pas être renvoyée jusqu'au pantographe.

Pour une analyse énergétique, nous devons modéliser ces deux éléments. En effet, si le rhéostat n'est pas modélisé, les niveaux de tension peuvent tendre vers l'infini lorsque les sous-stations sont bloquées et qu'un ou plusieurs trains injectent de la puissance sur le réseau.

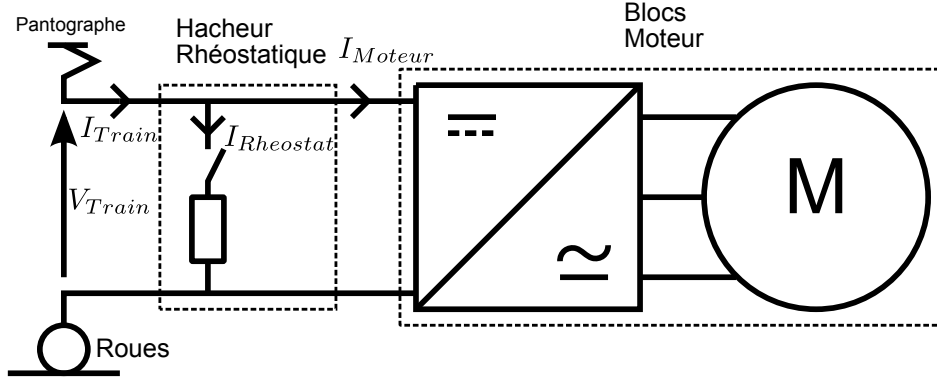


FIGURE 3.17 – Schéma simplifié d'une chaîne de traction

3.1.5.1 Charge en puissance

Les blocs moteur seront modélisés sous la forme d'une charge en puissance variant dans le temps $P_{Train,k}$. Du point de vue électrique, il s'agit juste d'exprimer la caractéristique électrique du bloc moteur sous la forme (3.6) en convention récepteur.

$$P_{Train,k} = V_{Train,k} \times I_{Train,k}^{Moteur}, \quad (3.6)$$

La puissance $P_{Train,k}$ est issue des profils de puissance fournis par ESMERALDA.

3.1.5.2 Rhéostats

Ne disposant pas d'une documentation exhaustive sur les lois de pilotage réelles des rhéostats de freinage, deux modèles ont été proposés. Le premier est un modèle basé sur l'application de la norme EN50388 [3]. Le deuxième est un modèle simplifié, consistant à commuter une résistance lorsque la tension atteint un seuil de déclenchement.

Le modèle issu de la norme EN50388 est basé sur la définition d'un gabarit maximal à respecter par le courant renvoyé au pantographe durant une phase de freinage présenté sur la figure 3.18. Le gabarit est défini par :

$$\begin{cases} I_{renvoi}^{MAX}(V_{train}) = \infty & \text{si } V_{Train} < U_{max1} \\ I_{renvoi}^{MAX}(V_{train}) = I_{freinage}^{MAX}\left(\frac{U_{max2}-V_{train}}{U_{max2}-U_{max1}}\right) & \text{si } U_{max1} \leq V_{Train} \leq U_{max2} \\ I_{renvoi}^{MAX}(V_{train}) = 0 & \text{si } V_{Train} > U_{max2} \end{cases} \quad (3.7)$$

Afin que ce gabarit soit respecté, le rhéostat doit donc dissiper l'excès de courant fourni par le bloc moteur :

$$\begin{cases} I_{Rheostat}(V_{train}) = -I_{train} - I_{renvoyé}^{MAX}(V_{train}) & \text{si } -I_{Train} > I_{renvoi}^{MAX} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (3.8)$$

En raison de sa complexité, ce modèle n'a pas été retenu. En effet, il introduit un grand nombre de conditions, celles-ci devant être exprimées par des variables discrètes lors de la formulation du problème d'optimisation. De plus, vu que l'introduction de variables discrètes pose des difficultés pour la résolution de problèmes d'optimisation non linéaires de grande taille, nous avons dû utiliser le modèle simplifié exprimé par :

$$\begin{cases} I_{Rheostat} = 0 & \text{si } V_{Train} < U_{max1} \\ I_{Rheostat} = \alpha_{rheostat}(U_{max1} - V_{Train}) & \text{si } V_{Train} \geq U_{max1} \end{cases} \quad (3.9)$$

où le paramètre $\alpha_{rheostat}$ est défini de la manière suivante :

$$\alpha_{rheostat} = \frac{I_{freinage}^{MAX}}{U_{max2} - U_{max1}} \quad (3.10)$$

Une courbe représentant la caractéristique de ce modèle de rhéostat est présentée sur la figure 3.19.

Il est important de noter ici que ce modèle simplifié peut être représenté par un schéma électrique équivalent comportant une diode, une source de tension de valeur U_{max1} et une résistance de valeur $\frac{1}{\alpha_{rheostat}}$. Ainsi, la caractéristique non linéaire présentée lors de la modélisation des redresseurs des sous-stations a aussi été choisie pour la modélisation des rhéostats. Le courant

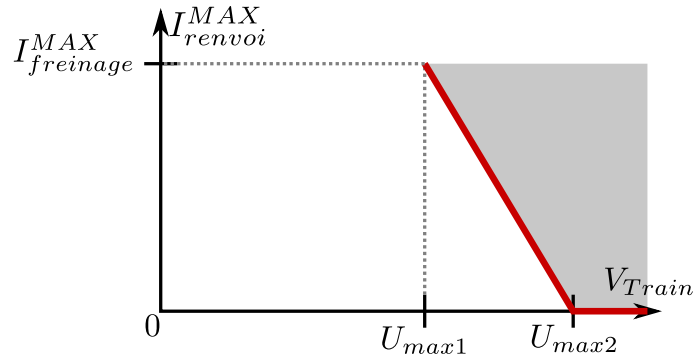


FIGURE 3.18 – Gabarit du courant renvoyé par un train

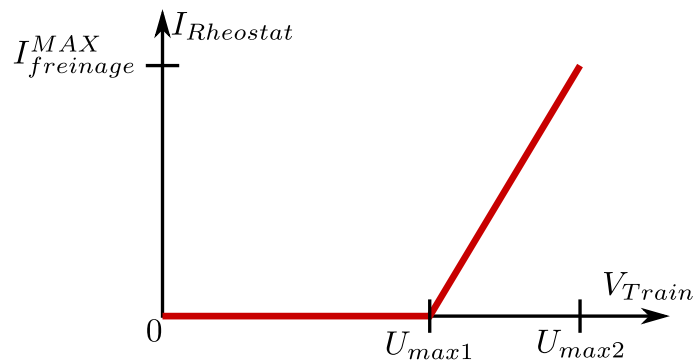


FIGURE 3.19 – Modèle simplifié de rhéostat

dérivé par le rhéostat est finalement défini par l'expression suivante :

$$I_{Train,k}^{Rheostat} = \mathcal{R}(V_{nTrain,k} - U_{max1}, \frac{1}{\alpha_{rheostat}}, a_{1Rheostat}, a_{2Rheostat}) \quad (3.11)$$

Lors de la modélisation du déplacement des trains, nous avons choisi de relier en permanence un train virtuel à chaque nœud (voir 3.1.3.2). On connecte donc, en permanence, pour chaque nœud de 1 à n , une source de courant définie par (3.12).

$$\begin{cases} I_{n,k} = I_{Train,k}^{Moteur} + I_{Train,k}^{Rheostat} & \text{si le train est réellement connecté au noeud } n \\ I_{n,k} = 0 & \text{si aucun train n'est connecté} \end{cases} \quad (3.12)$$

L'expression de la puissance définie en (3.6) a été utilisée pour déterminer $I_{Train,k}^{Moteur}$. Le courant dérivé par le rhéostat est exprimé par (3.11).

Cette modélisation mathématique des trains nous permet de conserver une structure fixe de la matrice admittance, rendant l'écriture du modèle d'optimisation plus facile.

3.1.6 Système de stockage

Le système de stockage est modélisé sur le réseau par une charge en puissance. On définit une consigne en puissance (variable de commande) du système de stockage $P_{s,k}$ qui sera déterminée lors de l'optimisation, ainsi qu'un rendement en charge et décharge (respectivement η_s^I et η_s^O).

L'équation d'état du système de stockage est définie par (3.13) où $W_{s,k}$ est l'énergie stockée à l'instant k .

$$W_{s,k+1} = W_{s,k} + \Delta t \times \left(\eta_s^I \cdot P_{s,k}^I - \frac{P_{s,k}^O}{\eta_s^O} \right) \forall k \quad (3.13)$$

Il est nécessaire de séparer la puissance du système de stockage $P_{s,k}$ en une puissance entrante $P_{s,k}^I$ et une puissance sortante $P_{s,k}^O$ pour introduire les rendements. La puissance totale transitant dans le système de stockage est par conséquent définie par :

$$P_{s,k} = P_{s,k}^I - P_{s,k}^O \quad (3.14)$$

Nous avons aussi défini une vitesse de variation de la puissance du système de stockage (3.15).

$$R_{s,k+1} = \frac{[P_{s,k+1}^I - P_{s,k+1}^O] - [P_{s,k}^I - P_{s,k}^O]}{\Delta t} \quad (3.15)$$

Le système de stockage est intégré dans le modèle du réseau en parallèle d'un train virtuel. Dans ce cas-là, l'équation (3.12) est remplacée par (3.16) pour les nœuds où un système de stockage est connecté. Le courant $I_{s,k}^{Stockage}$ est défini par (3.17).

$$\begin{cases} I_{n,k} = I_{Train,k}^{Moteur} + I_{Train,k}^{Rheostat} + I_{s,k}^{Stockage} & \text{si un train est réellement connecté au noeud } n \\ I_{n,k} = I_{s,k}^{Stockage} & \text{si aucun train n'est connecté} \end{cases} \quad (3.16)$$

$$P_{s,k}^I - P_{s,k}^O = V_{n,k} \times I_{s,k}^{Stockage} \quad (3.17)$$

Il est important de noter que dans le cadre de la finalisation du dimensionnement, d'autres modèles plus détaillés permettant de prendre en compte les spécificités de la technologie de système de stockage considérée sont disponibles. Dans le cadre de ces travaux, ici destinés à fournir un outil de pré-dimensionnement, la technologie n'est pas encore connue et nous préférons un modèle énergétique simplifié du système de stockage d'énergie. Ces simplifications sont justifiées par l'approche système qui ne permet pas de détailler la physique de chaque composant.

3.2 Formulation du problème d'optimisation

Cette partie décrit le passage du modèle du réseau d'électrification ferroviaire à un modèle mathématique adapté à l'optimisation. Ce modèle mathématique doit intégrer les contraintes liées au modèle physique du réseau ferroviaire et de ses composants, ainsi qu'un ensemble de contraintes et un objectif liés au problème de dimensionnement. On séparera les contraintes en deux catégories : contraintes d'égalité (entrant dans l'expression de $h(x)$) et contraintes d'inégalité (expression de $g(x)$).

Il est important de rappeler que suite aux constatations effectuées dans le chapitre 2, il est nécessaire de respecter un certain nombre de règles lors de l'écriture du modèle afin que celui-ci puisse être résolu. On cherchera donc à produire un modèle le plus linéaire possible et à éviter d'y introduire de manière directe des variables discrètes.

3.2.1 Contraintes d'égalité

La grande majorité des contraintes d'égalité de notre problème d'optimisation sont directement issues du modèle du réseau d'électrification présenté ci-dessus.

L'équation du circuit électrique (3.5), associée aux modèles électriques des différents éléments du réseau, permet de définir les flux de puissance dans le réseau. Les autres équations permettent de décrire la physique interne aux trains et au système de stockage.

Une contrainte supplémentaire liée au système de stockage a été ajoutée. En effet, il est nécessaire de s'assurer de la neutralité énergétique du système de stockage au cours du cycle étudié. Cela revient à contraindre l'état de charge final à être égal à l'état de charge initial, grâce à la contrainte (3.18).

$$W_{s,k=0} = W_{s,k=k_e} \quad \forall s \quad (3.18)$$

Lorsque l'on cherche à minimiser la consommation d'énergie, cette contrainte est indispensable. En effet, il existe le risque que l'algorithme d'optimisation se fasse piéger par un choix trivial et dénué de sens physique, consistant à commencer le cycle avec un maximum d'énergie stockée (qui peut ici être considérée comme gratuite), pour la restituer ensuite et terminer avec un système de stockage vide. Une autre formulation de la neutralité consiste à contraindre l'énergie W_s à une valeur prédéfinie au début et à la fin du cycle, mais c'est une hypothèse forte, et on préfère laisser à l'algorithme d'optimisation le choix de cette valeur.

3.2.2 Contraintes d'inégalité

Les contraintes d'inégalité du problème d'optimisation permettent de s'assurer de la validité des grandeurs physiques du problème d'optimisation, ainsi que du respect des contraintes techniques ou économiques du problème de conception. Elles permettent aussi de délimiter l'espace des solutions.

3.2.2.1 Circuit électrique

Un premier ensemble de contraintes d'inégalité permet de s'assurer que les niveaux de tension restent dans les niveaux définis par la norme (3.19).

$$V_n^{MIN} \leq V_{n,k} \leq V_n^{MAX} \quad (3.19)$$

Cette contrainte est définie de manière globale pour l'ensemble des nœuds, toutefois il est possible de la resserrer pour certains nœuds afin d'y assurer par exemple une meilleure qualité d'alimentation.

3.2.2.2 Sous-stations

Lors des études effectuées, aucune contrainte d'inégalité n'a été introduite au niveau des sous-stations. Toutefois, on pourrait imaginer en introduire une sur le courant afin de prendre en compte une éventuelle limitation sur la puissance que celles-ci peuvent fournir.

3.2.2.3 Trains

De même que pour les sous-stations, aucune contrainte supplémentaire n'a été introduite au niveau des trains. La contrainte (3.19) est suffisante pour s'assurer du respect du niveau de tension à leur nœud de connexion.

3.2.2.4 Stockage

Une première contrainte (3.20) a été introduite afin de s'assurer que l'énergie dans le système de stockage ne soit jamais négative (ce qui n'aurait aucun sens physique) ni ne dépasse une capacité maximale W_s^{MAX} :

$$0 \leq W_{s,k} \leq W_s^{MAX} \quad \forall k \quad (3.20)$$

De même, il est important de considérer que les systèmes de stockage, a fortiori de grande taille, sont dotés d'une certaine dynamique et ne peuvent changer instantanément de point de fonctionnement. Nous avons exprimé cette limitation par la contrainte (3.21).

$$R_s^{MIN} \leq R_{s,k} \leq R_s^{MAX} \quad \forall k \quad (3.21)$$

Il est à noter que cette limitation sur la dynamique de stockage est équivalente à limiter l'espace de recherche de l'algorithme d'optimisation lors de la résolution de problème. En réduisant

le nombre de possibilités, elle permet dans la majorité des cas à l'algorithme de résoudre le problème de manière plus efficace.

Dans le modèle du système de stockage, nous avons du séparer les puissances entrantes et sortantes. Il existe alors mathématiquement une infinité de couples $(P_{s,k}^I, P_{s,k}^O)$ pour une unique valeur de $P_{s,k}$. Nous considérons qu'il ne peut pas avoir physiquement de charge et décharge simultanée du système de stockage. Il est donc nécessaire de faire intervenir des contraintes supplémentaires pour assurer l'exclusivité mutuelle entre charge et décharge.

L'exclusivité entre puissance entrante et sortante est obtenue par les contraintes (3.22) et (3.23).

$$0 \leq P_{s,k}^I \leq \lambda_{s,k} \cdot P_s^{I_{MAX}} \quad (3.22)$$

$$0 \leq P_{s,k}^O \leq (1 - \lambda_{s,k}) \cdot P_s^{O_{MAX}} \quad (3.23)$$

$P_s^{I_{MAX}}$ et $P_s^{O_{MAX}}$ sont respectivement les puissances maximales admissibles en charge et en décharge du système de stockage, et $\lambda_{s,k}$ est une variable binaire (valant 0 ou 1) caractérisant le mode de fonctionnement du système de stockage (charge ou décharge). Afin de transformer cette variable binaire en variable continue (pour conserver un problème d'optimisation continu), une formulation basée sur des contraintes d'équilibre (MPEC) a été employée. Celle-ci est bornée entre 0 et 1 par la contrainte (3.24). L'ajout dans la fonction objectif d'une fonction pénalité particulière permet de s'assurer que la variable $\lambda_{s,k}$ converge systématiquement vers une de ces bornes. La formulation de cette fonction pénalité sera présentée plus loin dans ce chapitre, lors de la formulation de la fonction objectif (voir 3.2.3.2).

$$0 \leq \lambda_{s,k} \leq 1 \quad (3.24)$$

Lorsque la fonction objectif est définie de manière à rechercher une consommation minimale, et lorsque le rendement du système de stockage n'est pas unitaire, alors cette exclusivité est assurée de manière naturelle. Dans ce cas, pour chaque pas de temps, il n'existe qu'un couple permettant de minimiser la consommation. Ce couple correspondant à celui dont une des deux puissances est nulle. Toute autre valeur entraîne en effet un transit d'énergie inutile à travers le système de stockage et l'apparition de pertes supplémentaires qui rendent le couple sous-optimal. Il n'est donc pas nécessaire de prendre en compte les contraintes (3.22), (3.23) et (3.24).

3.2.3 Fonction objectif

En optimisation, la fonction objectif correspond à une grandeur que l'on souhaite généralement minimiser. Dans cette partie, nous présenterons une fonction objectif permettant de minimiser la consommation sur le cycle étudié.

3.2.3.1 Consommation d'énergie

Nous avons choisi, pour fonction objectif principale, la consommation d'énergie totale. Celle-ci correspond à la somme des consommations d'énergie de chaque sous-station, définie par (3.25) :

$$W_{Cycle} = \sum_{j=\text{Sous stations}} \left[E_{SST} \times \left[\sum_{k=0}^{k=K} I_{SST,k} \right] \right] \quad (3.25)$$

Les sous-stations étant modélisées de manière à être non réversibles, il est considéré que leur courant ne peut pas être négatif, donc leur puissance reste positive.

3.2.3.2 Fonction pénalité

L'introduction de la pseudo variable binaire $\lambda_{s,k}$ nécessite l'introduction d'une fonction pénalité supplémentaire en plus de l'objectif principal à minimiser. Cette fonction de pénalité doit être définie de manière à posséder deux minima locaux pour $\lambda_{s,k} = 0$ et $\lambda_{s,k} = 1$. C'est le cas de la fonction $f(x) = x(1 - x)$ lorsque $x \in [0; 1]$.

$$Pénalité = \alpha_{MPEC} \sum_s \sum_k [\lambda_{s,k}(1 - \lambda_{s,k})] \quad (3.26)$$

α_{MPEC} est un paramètre de mise à l'échelle de la fonction pénalité afin que celle-ci évolue dans les mêmes ordres de grandeur que la fonction objectif principale.

Un tracé de cette fonction pénalité pour une dimension de λ de 2 est présenté sur la figure 3.20. On y constate les minimums locaux pour les 4 couples $\{\lambda_{1,1}, \lambda_{1,2}\} = \{0, 0\}, \{0, 1\}, \{1, 1\}$ et $\{1, 0\}$ et un maximum en $\{0.5, 0.5\}$.

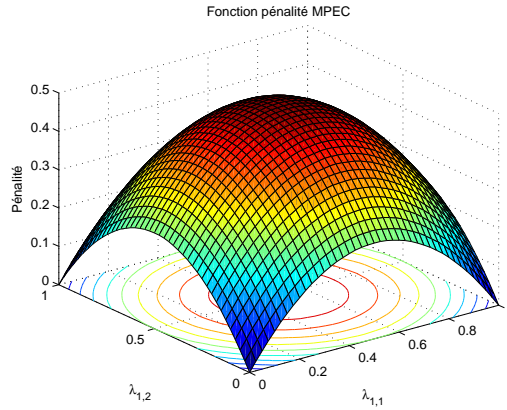


FIGURE 3.20 – Exemple de fonction pénalité (2D)

3.2.3.3 Fonction objectif du problème d'optimisation

La fonction objectif finale du problème d'optimisation est simplement définie comme la somme de la consommation d'énergie et de la fonction pénalité, dans (3.27) :

$$Objectif = W_{Cycle} + Pénalité \quad (3.27)$$

3.2.4 Modèle final

Le problème final à résoudre est le suivant :
minimiser la grandeur *Objectif* (3.27),

sous contraintes d'égalité (3.3) (3.4) (3.5) (3.6) (3.11) (3.12) (3.13) (3.14) (3.15) (3.17) (3.18) (3.25) (3.26) (3.27)

sous contraintes d'inégalité (3.19) (3.20) (3.21) (3.22) (3.23) (3.24)

Les variables de décision sont alors les consignes de puissance du système de stockage $P_{s,k}^I$ et $P_{s,k}^O$.

L'ensemble des équations du problème d'optimisation est reporté en annexe.

3.3 Calcul des paramètres physiques

3.3.1 Choix d'un pas de discrétisation

Lors de l'analyse des flux de puissance dans les grands réseaux électriques, le pas de discrétisation est de l'ordre de quelques minutes (typiquement dix, correspondant au pas de temps de comptage de l'énergie). Ceci est rendu possible parce que la dynamique des charges raccordées à ces réseaux est plutôt lente. Dans le contexte des réseaux ferroviaires, un pas de temps beaucoup plus court est nécessaire. En effet, la dynamique énergétique de ces systèmes est régie par deux caractéristiques :

- les charges se déplacent (dynamique cinématique) ; il faut ainsi que le pas de temps soit suffisamment petit pour que le déplacement entre deux points de calcul n'entraîne pas une erreur de calcul trop importante,
- la dynamique énergétique des charges est rapide.

Le pas de temps retenu devra être capable de représenter de manière simultanée ces dynamiques cinématique et énergétique.

Afin de déterminer le pas de temps minimum à adopter pour modéliser la dynamique issue de la cinématique, nous cherchons à déterminer l'erreur apportée sur la position des charges. Pour cela, nous pouvons faire les hypothèses suivantes. Un train de type régional ou de banlieue se déplace avec une vitesse maximale de l'ordre de 120 km/h soit environ $V_{max} = 30$ m/s. L'espacement entre deux équipements fixes de traction électrique est de l'ordre de 5 km pour un réseau en 1500V continu. Si l'on accepte que le train se déplace au maximum de 1 % de cet espacement entre deux pas de temps, c'est-à-dire $\Delta_{pos} = 50$ m, le pas de temps maximal autorisé est : $\Delta T_{max} = \frac{\Delta_{pos}}{V_{max}} = 1.67$ s.

La dynamique énergétique est liée à la cinématique des trains par la durée de leurs phases d'accélération et de freinage. La figure 3.21 présente un exemple de marche d'un train sous la forme de la puissance absorbée en fonction du temps.

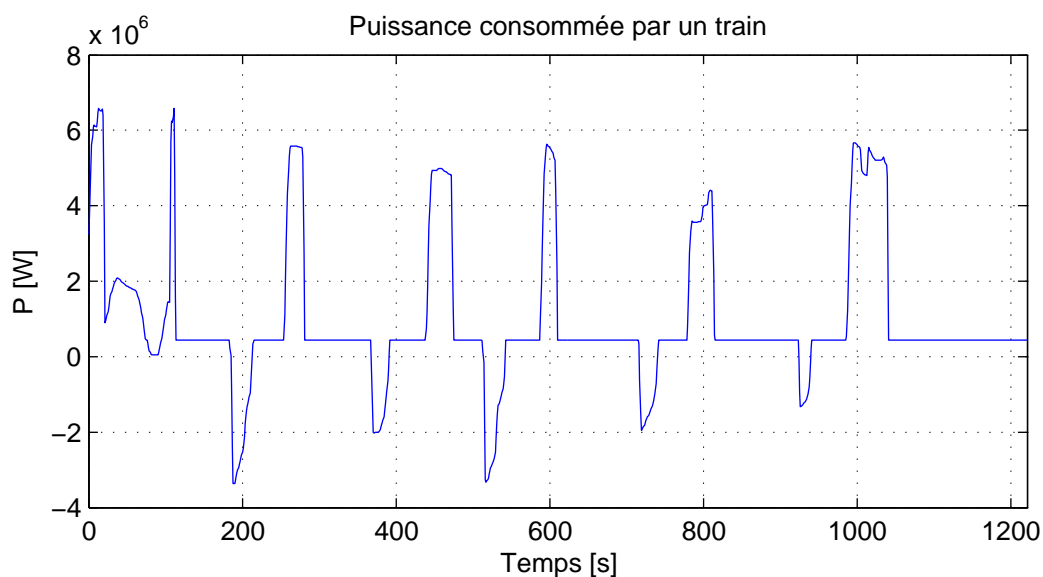


FIGURE 3.21 – Exemple de marche de train (durée complète)

La figure 3.22 présente un extrait de la marche centrée sur une phase d'accélération.

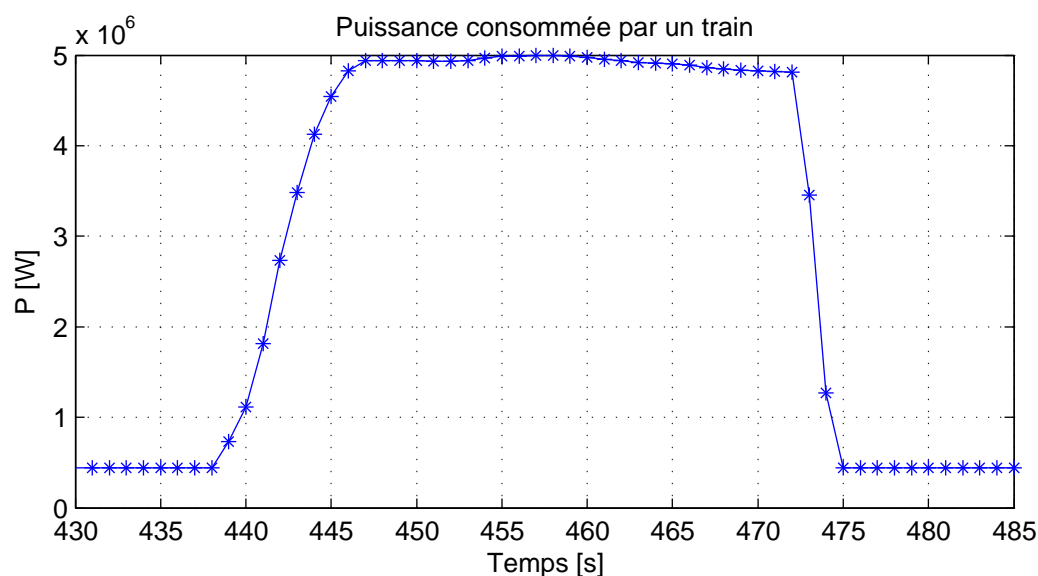


FIGURE 3.22 – Exemple de marche de train (phase d'accélération)

On constate que la durée des phases est de l'ordre de la trentaine de secondes, mais que les pentes de la puissance lors du début et de la fin de celles-ci sont relativement raides, nécessitant un pas de temps de l'ordre de la seconde. Les données d'entrée à notre disposition, fournies par ESMERALDA, ayant une résolution maximale d'une seconde, il est de toute façon peu pertinent de choisir un pas de temps inférieur. Par contre, un pas de temps supérieur à une seconde risque de masquer les phases de variation brutales de la puissance absorbée par les trains.

Au final, le choix d'un pas de temps $\Delta T = 1$ s nous semble adapté aux dynamiques à traiter.

3.3.2 Calcul des résistances linéiques

La connaissance des résistances linéiques des lignes électrique est indispensable au calcul des paramètres du circuit dépendant de la position des charges dans le réseau.

Le milieu ferroviaire utilise les caractéristiques physiques suivantes pour caractériser les circuits de traction en courant continu :

- la section de la caténaire ramenée à une section cuivre équivalente, que l'on notera S_{Cu} ,
- le type de rail utilisé (armement de la voie), exprimé sous la forme de la masse linéique d'un rail (en kg/m), que l'on notera M_{lin}^{Rail} .

Pour la caténaire, le calcul de la résistance linéique est simple puisque l'on dispose directement d'une section de cuivre équivalente. Il y a juste à faire intervenir la résistivité du cuivre ρ_{Cu} pour obtenir la résistance linéique.

$$R_{lin}^{cat} = \frac{\rho_{Cu}}{S_{Cu}} \quad (3.28)$$

Le réseau ferroviaire est aussi conçu de manière à ce que les rails soient isolés autant que possible entre eux et par rapport à la terre. Ceci permet notamment d'y faire circuler les circuits de voie, qui sont indispensables à la signalisation et à la sécurité des circulations, ainsi que d'éviter tout phénomène de corrosion des infrastructures ferroviaires ou environnantes dues à la circulation d'un courant continu de retour de traction à travers la terre. Cette isolation est suffisamment grande pour que, lorsque l'on effectue des analyses énergétiques, l'on puisse considérer les rails comme totalement isolés de la terre. En conséquent, il n'y a pas besoin de considérer la conductivité de la terre, et on peut calculer la résistance des rails comme s'il s'agissait de conducteurs isolés.

Pour les rails, il est nécessaire de calculer la section équivalente d'un rail en faisant intervenir la densité de l'acier. L'acier utilisé pour la fabrication des rails étant composé à plus de 96% de fer (en composition massique) (voir [127]), nous pouvons utiliser uniquement la densité du fer D_{Fe} sans erreur significative.

$$S_{Rail} = \frac{M_{lin}^{Rail}}{D_{Fe}} \quad (3.29)$$

Cette section calculée, nous pouvons déterminer la résistance linéique de la voie en faisant intervenir la résistivité du fer ρ_{Fe} . Vu qu'une voie est composée d'une file de deux rails, le circuit qu'elle constitue est composé de deux conducteurs en parallèle. Ainsi, nous introduisons un coefficient 2 pour le prendre en compte.

$$R_{lin}^{voie} = \frac{\rho_{Cu}}{2 \times S_{Cu}} \quad (3.30)$$

En utilisant la structure du réseau d'électrification ferroviaire, et en introduisant les connexions à la caténaire et aux rails, il nous est possible d'agréger les résistances de la caténaire et des rails sous la forme d'une unique résistance ramenée au niveau de la caténaire (figure 3.23).

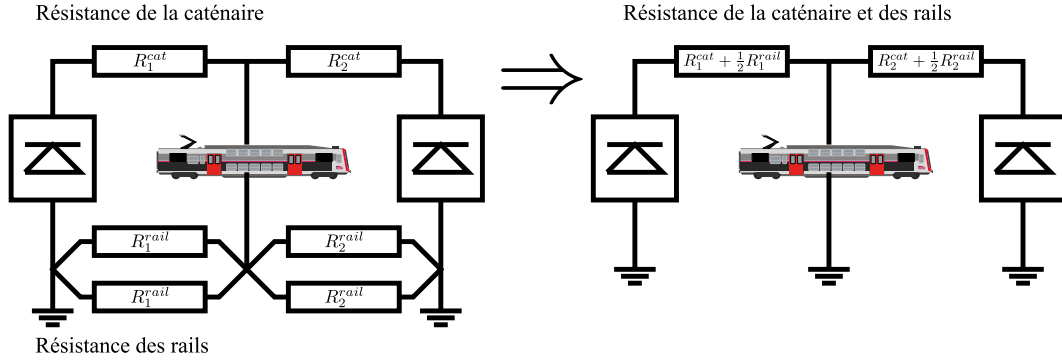


FIGURE 3.23 – Agrégation de la résistance de la caténaire et des rails

Les masses des trains et des sous-stations sont alors connectées à la masse électrique du circuit. Cela permet de réduire le nombre de nœuds du circuit considéré, donc la taille du problème d'optimisation à résoudre. La résistance d'une ligne du réseau est alors calculée en multipliant sa longueur (déterminée par la méthode présentée en 3.1.3) par la somme de R_{lin}^{cat} et R_{lin}^{voie} .

3.4 Caractéristiques du problème d'optimisation

Afin de choisir au mieux la méthode de résolution du problème, il nous est utile d'identifier les caractéristiques du problème d'optimisation.

3.4.1 Estimation de la taille du problème

La taille du problème dépend du nombre de variables (dont certaines sont des variables de décision) ainsi que du nombre de contraintes.

Dans notre cas, elle dépend :

- du nombre de pas de temps K
- du nombre de nœuds du réseau N
- du nombre de sous-stations, qui dans le cadre du problème présenté est égal à M
- du nombre de trains virtuels, égal au nombre de nœuds N
- du nombre d'éléments de stockage S .

3.4.1.1 Nombre de variables du problème

Lors de l'estimation du nombre de variables du problème à résoudre, on distinguera les variables de décision et les variables dont les valeurs sont définies par les contraintes.

Les variables de décision sont les puissances entrantes et sortantes dans les systèmes de stockage. Leur nombre dépend du nombre de systèmes de stockage et du nombre de pas de temps. Il est calculable par :

$$\mathcal{N}_{Dec} = (2 \times S) \times K$$

Le nombre de variables contraintes peut être estimé par :

$$\mathcal{N}_{Var} = (2 \times N + M + 3 \times S) \times K$$

3.4.1.2 Nombre de contraintes d'égalité

Pour estimer leur nombre, on séparera les contraintes d'égalité linéaires des contraintes d'égalité non linéaires.

Le nombre de contraintes d'égalité linéaires est calculé par :

$$\mathcal{N}_{\text{Clin}} = (2 \times N + 2 \times S) \times K + S$$

Le nombre de contraintes d'égalité non linéaires est défini par :

$$\mathcal{N}_{\text{Cnlin}} = (2 \times N + M) \times K$$

3.4.1.3 Nombre de contraintes d'inégalité

Le problème n'est composé que de contraintes d'inégalité linéaires. Leur nombre est de :

$$\mathcal{N}_{\text{Cineg}} = (N + 5 \times S) \times K$$

3.4.2 Caractéristiques générales

On constate que la dimension du problème dépend principalement du produit du nombre de pas de temps et du nombre de nœuds du réseau. L'objectif étant d'être capable de traiter des cycles d'une durée d'environ 4 heures, avec un pas de temps d'une seconde, le nombre de pas de temps visé (K) est donc de l'ordre de $3600 \text{ s} \times 4 \text{ heures} = 14400$. Un ordre de grandeur représentatif du nombre de nœuds à considérer dans le réseau (N) est de 50. L'application des formules présentées ci-dessus permet de déterminer que l'on sera en présence d'un problème d'optimisation de plus de 1,4 millions de variables et 1,4 millions de contraintes. Il s'agira donc d'un problème de grande taille.

Une grande partie des contraintes d'égalité du problème sont non linéaires, rendant le problème fortement non linéaire. Nous considérons qu'il est impossible de linéariser le problème pour les raisons suivantes.

- Pour les charges exprimées en puissance, il est attendu que leur tension d'alimentation varie fortement (de -42% à $+11\%$ par rapport à la valeur nominale), rendant impossible l'application de méthodes de linéarisation pouvant être rencontrées dans les problèmes de « grands réseaux » où la tension peut être considérée comme constante sans introduire des erreurs significatives.
- Les caractéristiques des redresseurs, rhéostats de freinage et systèmes de stockage sont fortement non linéaires.

On constate aussi que le nombre de variables de décision est faible par rapport au nombre total de variables du problème. L'espace de recherche est donc plutôt petit par rapport à la taille du problème.

Enfin, ce problème comporte un certain nombre de minima locaux qui sont notamment introduits par la fonction pénalité MPEC. Il sera donc nécessaire de choisir un algorithme de résolution qui ne se fait pas systématiquement piéger par ceux-ci.

Conclusion du chapitre

Ce chapitre présente la construction d'un modèle d'optimisation pour la conception d'un réseau d'électrification ferroviaire intégrant des systèmes de stockage d'énergie.

Nous avons dans un premier temps présenté un modèle du réseau. Il couvre l'intégralité des spécificités d'un réseau d'électrification ferroviaire en courant continu. Nous avons proposé une méthode de modélisation du déplacement des charges sur la réseau, ainsi que des modèles adaptés des différents composants du réseau comme les sous-stations et les trains.

Ensuite, nous avons présenté la transformation de ce modèle en un modèle adapté à l'optimisation. Nous y avons présenté les contraintes d'inégalité supplémentaires ainsi que la fonction objectif du problème final. Nous avons dû mettre en œuvre certaines techniques particulières afin de permettre la construction d'un modèle pouvant être résolu.

Dans un troisième temps, le calcul de certains paramètres du modèle d'optimisation est présenté. Le choix d'un pas de temps y est notamment discuté.

Finalement, nous avons présenté de manière rapide les caractéristiques de ce problème, afin de déterminer sa taille et les méthodes qu'il nous sera nécessaire d'employer pour sa résolution.

Le chapitre suivant va maintenant présenter la mise en œuvre du modèle dans l'environnement d'optimisation GAMS.

Chapitre 4

Mise en œuvre et application de la méthodologie de conception par optimisation

Le chapitre précédent présente une méthodologie de conception par optimisation pour un système de stockage d'énergie intégré à un réseau d'électrification ferroviaire. L'objectif de ce chapitre est de présenter son application sur un cas d'étude correspondant à une problématique réelle rencontrée sur le réseau ferré national. Dans un premier temps, nous mettons en œuvre de la méthodologie dans des outils logiciels. Dans un deuxième temps, nous la validons ainsi que sa mise en œuvre, afin de confirmer nos choix sur les hypothèses introduites lors de la formulation du modèle. Dans un troisième temps, nous présentons un cas d'étude réel correspondant à une section du réseau express d'Ile de France. Ensuite, nous appliquons notre méthodologie à ce cas d'étude et présentons les résultats obtenus de manière détaillée. Puis nous effectuons une synthèse de ces résultats et discutons la possibilité d'intégrer nos outils dans une démarche d'ingénierie. Finalement, nous présentons une étude complémentaire, basée sur un modèle de simulation du cas d'étude réel, et nous montrons l'intérêt d'exploiter des outils d'optimisation pour déterminer la loi de commande du système de stockage.

4.1 Mise en œuvre de la méthodologie

Dans le chapitre 3, nous avons présenté notre méthodologie sous un aspect purement théorique. L'objectif de cette partie est de présenter comment nous l'avons mise en œuvre avant de pouvoir être appliquée à un cas d'étude.

Cette mise en œuvre s'appuie sur différents outils et langages :

- ESMERALDA
- MATLAB
- JAVA
- GAMS.

Le processus global de mise en œuvre de la méthodologie est présenté sur la figure 4.1.

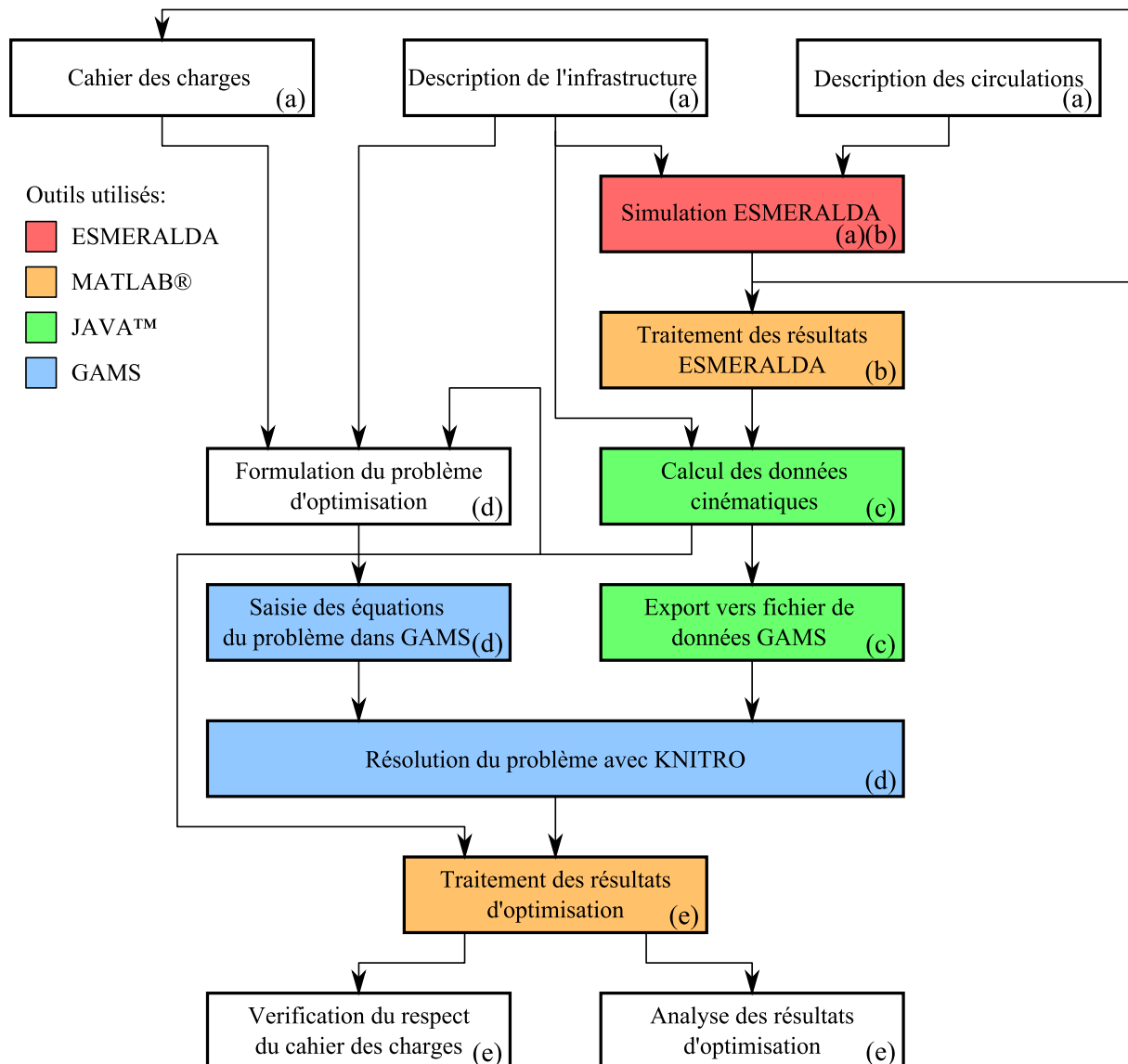


FIGURE 4.1 – Mise en œuvre de la méthodologie

Elle consiste en quatre étapes principales.

La première étape consiste à définir le cadre de l'étude ((a) sur la figure 4.1). Nous y définissons notamment les hypothèses relatives à la section de ligne étudiée (description de l'infrastructure

ainsi que des circulations) et le cahier des charges de l'étude. Cette définition du cahier des charges est généralement épaulée par des premiers résultats de simulation fournis par ESMERALDA.

Dans un deuxième temps, nous retraitions les résultats de la simulation ESMERALDA ((b) sur la figure 4.1), puis nous les transmettons au module de calcul de la cinématique ((c) sur la figure 4.1), qui détermine le nombre de nœuds et d'impédances à créer dans le réseau, ainsi que les valeurs des puissances et longueurs correspondantes.

Dans un troisième temps, la cinématique ayant été traitée, nous formulons le problème d'optimisation ((d) sur la figure 4.1). Lors de cette formulation, le cahier des charges de l'étude est indispensable pour déterminer certaines contraintes ainsi que la fonction objectif du problème d'optimisation.

Ensuite, nous implantons ce problème, puis nous le résolvons dans GAMS à l'aide des données issues de la cinématique.

Dans un dernier temps, nous traitons les résultats d'optimisation puis les analysons afin de déterminer si le cahier des charges est respecté ((e) sur la figure 4.1), quelle loi de commande appliquer au système et quel doit être son dimensionnement.

4.1.1 Récupération et prétraitement des données ESMERALDA

ESMERALDA fournit les données sous une forme brute et nécessitant une phase de prétraitement avant de pouvoir être utilisées dans les outils de calcul que nous avons développés. Elles sont fournies sous la forme d'un unique tableau contenant toutes les données correspondant aux trains circulant sur la période simulée. Les données contenues dans ce tableau sont à pas de temps variable. Il peut aussi arriver que le tableau contienne, dans certains cas particulier, des données redondantes. Par exemple elles peuvent être définies plusieurs fois pour le même pas de temps.

Un script a été développé dans MATLAB® pour séparer les données correspondant à chaque train, supprimer les données redondantes et finalement les interpoler pour passer à un pas de temps fixe $\Delta T = 1$ s, compatible avec la définition du problème d'optimisation que nous avons présentée dans le chapitre précédent. Les données ainsi traitées sont fournies au module de calcul de la cinématique.

4.1.2 Calcul de la cinématique

L'objectif du module de calcul cinématique est d'assurer le calcul des impédances et des puissances à chaque nœud en fonction du temps et de la cinématique des trains fournie par ESMERALDA. Il contient, sous la forme d'algorithmes, la méthode présentée dans le chapitre précédent (voir 3.1.3.3). Ce module de calcul cinématique a besoin, en sus des données cinématiques des trains produites à l'étape précédente, d'une description sommaire de l'infrastructure. Cette description de l'infrastructure contient principalement des informations topologiques, telles que le nombre de voies ou la position des nœuds fixes de la section de réseau étudiée.

Le module de calcul cinématique permet de calculer trois catégories de données, qui sont ensuite exportées pour une utilisation dans les autres outils :

- la valeur des impédances du réseau en fonction du temps
- la puissance absorbée aux nœuds en fonction du temps

- les nœuds d’affectation des trains en fonction du temps.

Les deux premières sont exportées sous la forme d’un fichier de données compatible avec GAMS (fichier GDX). Il est lu par GAMS lors de la construction du problème d’optimisation. Les données d’affectation des trains sont destinées à l’analyse des résultats d’optimisation. Elles permettent de réaliser le chemin inverse de la cinématique, c’est-à-dire de séparer les données qui sont définies pour chaque nœud dans le problème d’optimisation, pour les attribuer aux différents trains circulant sur la période étudiée.

4.1.3 Formulation et résolution du problème d’optimisation

Nous avons mis en œuvre et résolu le problème d’optimisation à l’aide de la suite logicielle GAMS [118]. Parmi les raisons qui nous ont orientées vers celle-ci, nous pouvons citer :

- sa capacité à traiter des problèmes de grande taille, notamment grâce à un langage de description adapté et à l’utilisation d’une formulation en matrices creuses du problème
- sa grande disponibilité de solveurs dont KNITRO [124], identifié comme le plus adapté à notre problème
- la disponibilité de licences logicielles au sein du laboratoire.

Lors de la mise en œuvre du problème d’optimisation, nous avons converti les grandeurs physiques en grandeurs normalisées (*per unit*) lorsque cela s’est avéré possible. Cela nous a permis, en améliorant le conditionnement du problème, de minimiser le risque d’apparition de problèmes numériques lors de la résolution du problème par le solveur, et par conséquent d’améliorer la vitesse de résolution.

Nous avons utilisé la méthode du point intérieur implantée dans KNITRO pour la résolution du problème. Celle-ci est en effet la plus adaptée à notre problème non linéaire de grande taille.

4.1.4 Traitement des résultats d’optimisation

Nous avons développé un module de traitement des résultats d’optimisation afin d’automatiser certains calculs et d’en faciliter l’interprétation. Les résultats bruts du problème d’optimisation, exportés dans un fichier de données GDX par GAMS après la résolution du problème, sont importés dans MATLAB à l’aide des interfaces fournies par GAMS.

Les données y sont ensuite reconstituées et traitées pour en extraire les informations essentielles ; par exemple le dimensionnement du système de stockage ou la qualité d’alimentation des trains.

4.2 Validation du modèle d'optimisation

Avant de mettre en œuvre la méthode sur un cas d'étude, nous avons souhaités valider les différents outils et modèles développés. En effet, lors de la phase de formulation du problème, il nous a été nécessaire d'effectuer un certain nombre d'hypothèses. Celles-ci sont susceptibles d'introduire des erreurs sur les résultats d'optimisation. Il est donc nécessaire de s'assurer que la précision du modèle d'optimisation est suffisante pour les analyses énergétiques visées. Pour cela, nous avons comparé les résultats fournis par le modèle d'optimisation avec des résultats issus d'outils de simulation de référence.

4.2.1 Méthode de validation

Pour la validation du modèle d'optimisation, nous nous sommes appuyés sur un cas de référence interne à la SNCF. Ce cas, bien que ne correspondant pas une ligne du réseau, a été conçu de manière à reprendre les principales caractéristiques des infrastructures habituellement étudiées. Les paramètres physiques sont définis de manière précise afin que le cas puisse être traité de manière parfaitement reproductible sur une grande variété d'outils de simulation de réseaux ferroviaires. Les résultats de ce cas de référence ont été utilisés pour la validation de notre méthodologie, selon le principe présenté sur la figure 4.2.

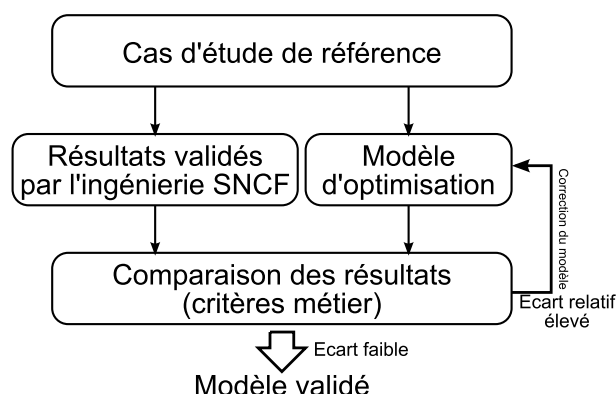


FIGURE 4.2 – Méthode de validation du modèle d'optimisation

Durant cette phase de validation, les équations correspondant au système de stockage ont été exclues, car le cas de référence n'est pas prévu pour l'étude de systèmes de stockage. La validation porte donc sur l'ensemble du modèle d'optimisation appliqué à un réseau conventionnel.

4.2.2 Cas de référence et indicateurs

Le cas de référence mis à notre disposition étant soumis à des contraintes de confidentialité, nous n'en effectuerons qu'une description sommaire. Il s'agit d'une ligne fictive à double voie, d'une longueur d'environ 50km, électrifiée en 1500 V continu. Cette ligne est alimentée par huit sous-stations et a été simulée durant une période d'environ une heure et demie, pour un total de 6 circulations. La figure 4.3 présente un aperçu du schéma d'électrification, ainsi que du profil de la ligne.

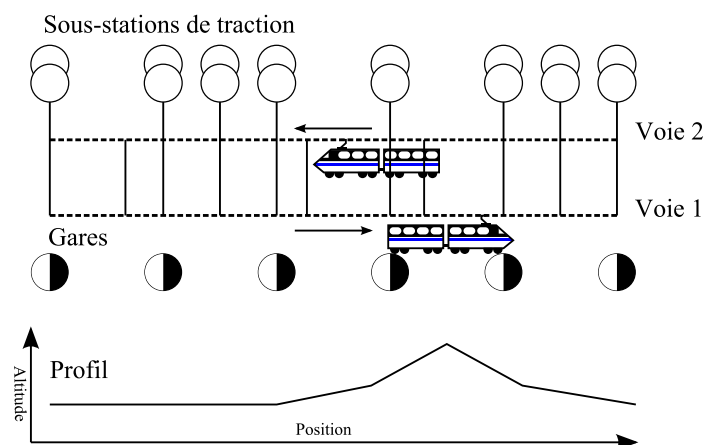


FIGURE 4.3 – Présentation du cas de référence pour la validation des modèles

Les résultats de simulation de ce cas de référence ont été synthétisés sous la forme d'indicateurs. Ces indicateurs ont été choisis par l'ingénierie sur la base de critères métier généralement utilisés lors du dimensionnement de systèmes d'électrification. On ne comparera donc pas les résultats « point par point », mais sur la base de critères globaux.

On distingue trois catégories d'indicateurs :

- un indicateur global correspondant à la tension moyenne
- des indicateurs définis pour chaque sous-station
- des indicateurs définis pour chaque train.

La liste des indicateurs est présentée dans le tableau 4.1. Les valeurs de référence de ces indicateurs sont, au même titre que le cas d'étude, soumises à des contraintes de confidentialité. En conséquent leurs valeurs numériques ne seront pas présentées et seules les erreurs relatives de notre modèle d'optimisation seront données.

S'applique au	Nom de l'indicateur	Description	Méthode de calcul
Réseau	U_{Moy}	Tension moyenne sur le réseau	$\frac{1}{N \times K} \sum_{n=1..N} \sum_{k=1..K} V_{n,k}$
	I_{Max}	Courant maximum fourni par la sous-station	$\max(I_{SST,k} \forall k \in 1..K)$
	I_{Max}^{min}	Courant maximum fourni par la sous-station sur la base d'une moyenne glissante sur une période d'une minute	$\max\left(\frac{1}{60} \sum_{k'=k..k+60} I_{SST,k'} \forall k \in 1..K - 60\right)$
	I_{Max}^{5min}	Courant maximum fourni par la sous-station sur la base d'une moyenne glissante sur une période de 5 minutes	$\max\left(\frac{1}{300} \sum_{k'=k..k+300} I_{SST,k'} \forall k \in 1..K - 300\right)$
Train	W_{SST}	Énergie fournie à la caténaire par la sous-station	$\sum_{\forall k \text{ tel que } I_{SST,k} > 0} E_{SST} \times I_{SST,k}$
	U_{Train}^{Moy}	Tension moyenne au cours de la marche du train	$\frac{1}{K^n - K' + 1} \sum_{k=K'..K^n} V_{Train,k}$ où K' et K^n sont respectivement le premier et dernier pas de temps de la marche du train
	U_{Train}^{Min}	Tension minimale rencontrée par le train lors de sa marche	$\min(V_{Train,k} \forall k \in 1..K)$
	U_{Train}^{Max}	Tension maximale rencontrée par le train lors de sa marche	$\max(V_{Train,k} \forall k \in 1..K)$
	W_{Train}	Consommation d'énergie du train lors de sa marche	$\sum_{\forall k \text{ tel que } I_{Train,k} > 0} V_{Train,k} \times I_{Train,k}$

TABLEAU 4.1 – Liste des indicateurs

4.2.3 Résultats de validation

Le tableau 4.2 présente les erreurs relatives entre la valeur de référence des indicateurs et la valeur calculée grâce aux résultats de notre modèle d'optimisation.

	Erreur
U_{Moy}	0,971 %

(a) Indicateurs réseau

Sous-station	1	2	3	4	5	6	7	8	Moyenne
I_{Max}	-2,35 %	8,08 %	-1,77 %	-2,28 %	-1,36 %	-1,64 %	-2,16 %	-0,62 %	2,50 %
I_{Max}^{1min}	-4,75 %	4,39 %	-1,35 %	-2,49 %	-3,03 %	-1,70 %	-1,89 %	-0,74 %	2,53 %
I_{Max}^{5min}	-4,05 %	-1,57 %	0,99 %	-1,93 %	-1,45 %	-1,01 %	-0,76 %	0,33 %	1,57 %
W_{SST}	-3,15 %	-0,96 %	2,02 %	0,05 %	-0,45 %	0,07 %	0,22 %	1,19 %	0,96 %

(b) Indicateurs sous-stations

Train	1	2	3	4	5	6	Moyenne
U_{Train}^{Moy}	1,70 %	0,92 %	1,71 %	0,97 %	2,65 %	0,55 %	1,42 %
U_{Train}^{Min}	-3,77 %	0,55 %	-3,76 %	0,57 %	0,53 %	0,62 %	1,63 %
U_{Train}^{Max}	-2,63 %	-3,82 %	-2,59 %	-3,55 %	-4,10 %	-7,65 %	4,06 %
W_{Train}	-2,88 %	-1,90 %	-2,32 %	-1,92 %	-1,36 %	-1,06 %	1,91 %

(c) Indicateurs trains

TABLEAU 4.2 – Erreurs relatives sur les indicateurs

Cette erreur relative est calculée à l'aide de la formule (4.1).

$$\Delta_{ind} = \frac{Optimisation - Reference}{Reference} \quad (4.1)$$

Les erreurs moyennes sont calculées sur la base de la valeur absolue des erreurs afin que les erreurs de signe opposé ne se compensent pas (4.2).

$$\Delta_{ind}^{MOY} = \frac{1}{IND} \sum_{ind=1..IND} |\Delta_{ind}| \quad (4.2)$$

Afin de les mettre en valeur, les erreurs relatives maximales pour chaque type d'indicateurs ont été mises en gras dans les tableaux 4.2.

4.2.4 Conclusion sur la validité du modèle

Nous constatons que toutes les erreurs sont inférieures à 5 %, sauf sur les indicateurs suivants :

- le courant maximal fourni par la sous-station numéro 2 avec 8,08 %
- la tension maximale vue par le train numéro 6 avec -7,65 %.

Ces indicateurs étant calculé sur la base de grandeurs instantanées, il suffit qu'un seul point présente une erreur importante pour qu'elle soit visible sur l'indicateur. Par contre, l'erreur sur les indicateurs moyennés reste bien inférieure à 5 %.

Nous avons estimé que ces erreurs sont acceptables pour un modèle destiné au pré-dimensionnement. La mise en œuvre de la méthodologie ainsi que le modèle d'optimisation sont donc considérés comme valides du point de vue physique, et peuvent être appliqués sur un cas d'étude réel.

4.3 Présentation du cas d'étude : branche du RER C entre Brétigny-sur-Orge et Dourdan

Cette partie présente le cas d'étude réel que nous avons retenus. Il est situé sur une section de ligne du réseau de banlieue d'Île-de-France. Il s'agit d'une des branches de l'extrémité sud du RER C (figure 4.4). Celle-ci débute par une bifurcation de l'axe Paris-Orléans au niveau de la gare de Brétigny-sur-Orge et se termine à la gare de Dourdan. Un plan géographique de cette section est présenté sur la figure 4.5. Cette section à double voie est électrifiée en 1500V jusqu'à la gare de Dourdan-La-Forêt (au-delà, il s'agit d'une ligne non électrifiée). Le profil de cette section (c'est-à-dire les déclivités de la voie), ainsi que la position des gares et des équipements d'électrification sont présentés sur la figure 4.6.

Cette section du réseau ferré national est empruntée de manière quasiment exclusive par les trains de la ligne C. En conséquent, les circulations y sont relativement homogènes. Des dessertes de type omnibus sont effectuées avec du matériel roulant de type Z 8800 ou Z 20900.

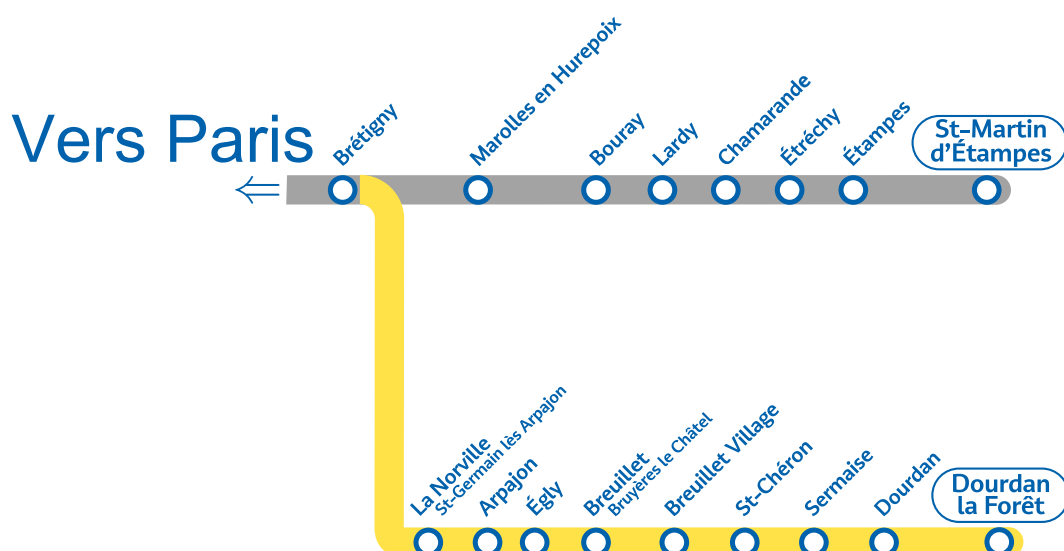


FIGURE 4.4 – Extrait du plan commercial de la ligne C du RER Francilien (Transilien SNCF)

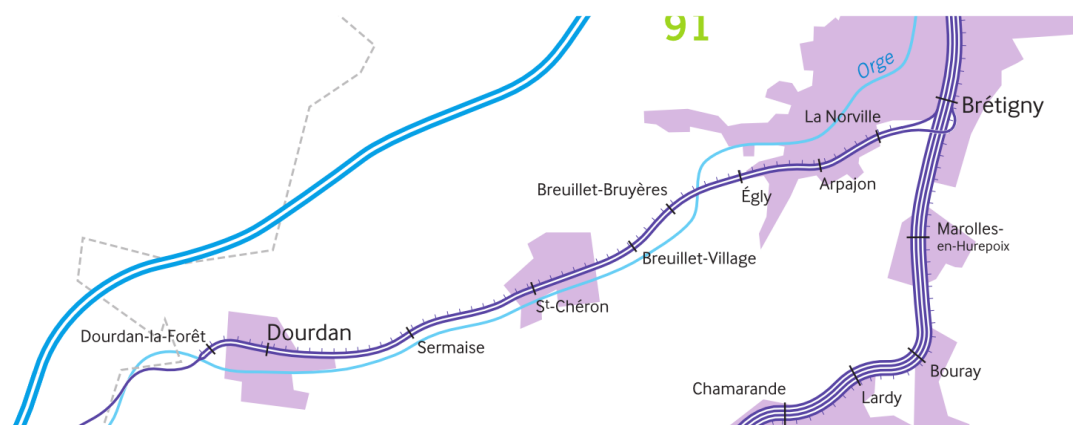


FIGURE 4.5 – Plan géographique de la section étudiée (SNCF Réseau)

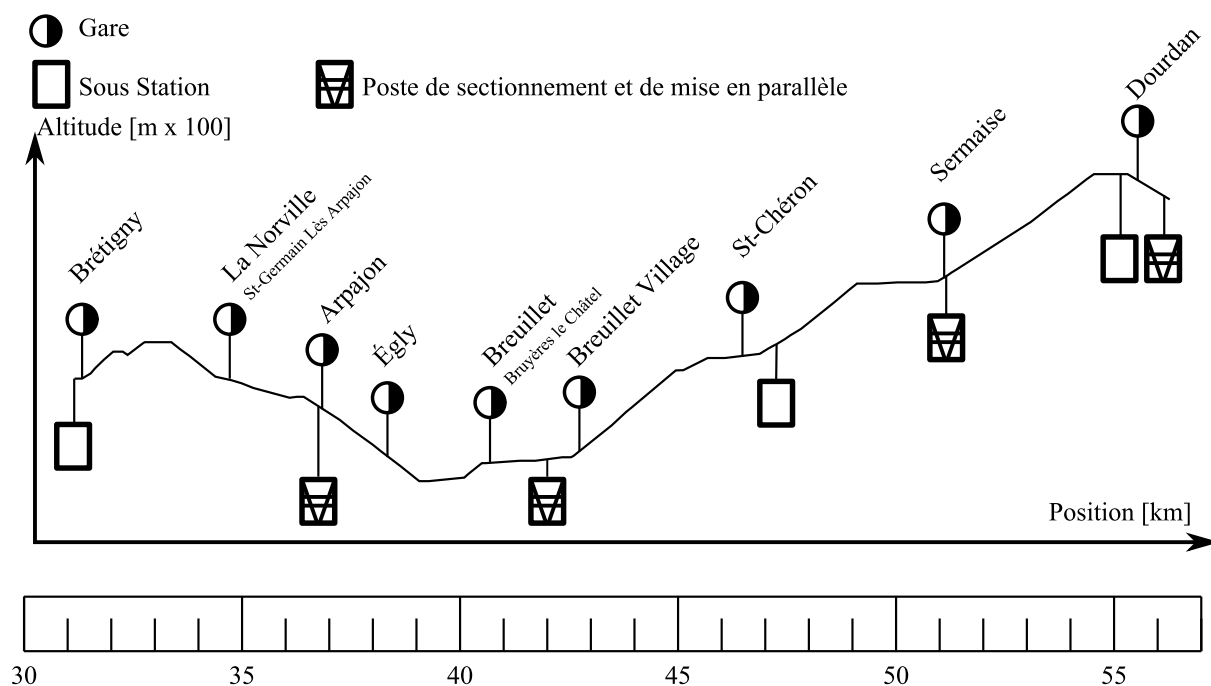


FIGURE 4.6 – Profile de la section étudiée

Le graphique des circulations pour une journée typique de semaine est présenté sur la figure 4.7. Sur ce graphique, chaque trait correspond à un train. En heures creuses, la cadence est d'un train par demi-heure et par sens. En heures de pointe, elle monte jusqu'à un train par quart d'heure et par sens, soit une cadence moyenne d'un train toutes les 7 à 8 minutes.

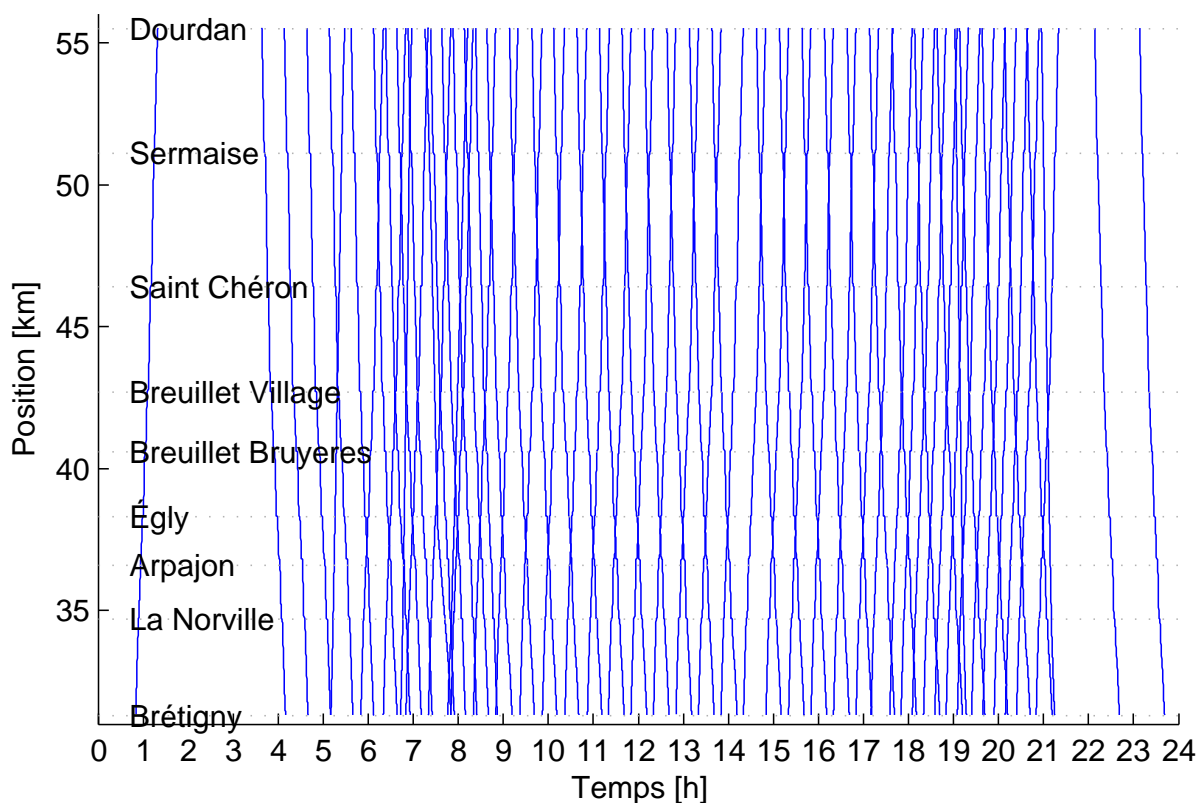


FIGURE 4.7 – Graphique de circulations d'une journée de semaine

Le schéma d'alimentation électrique de la section est présenté sur la figure 4.8.

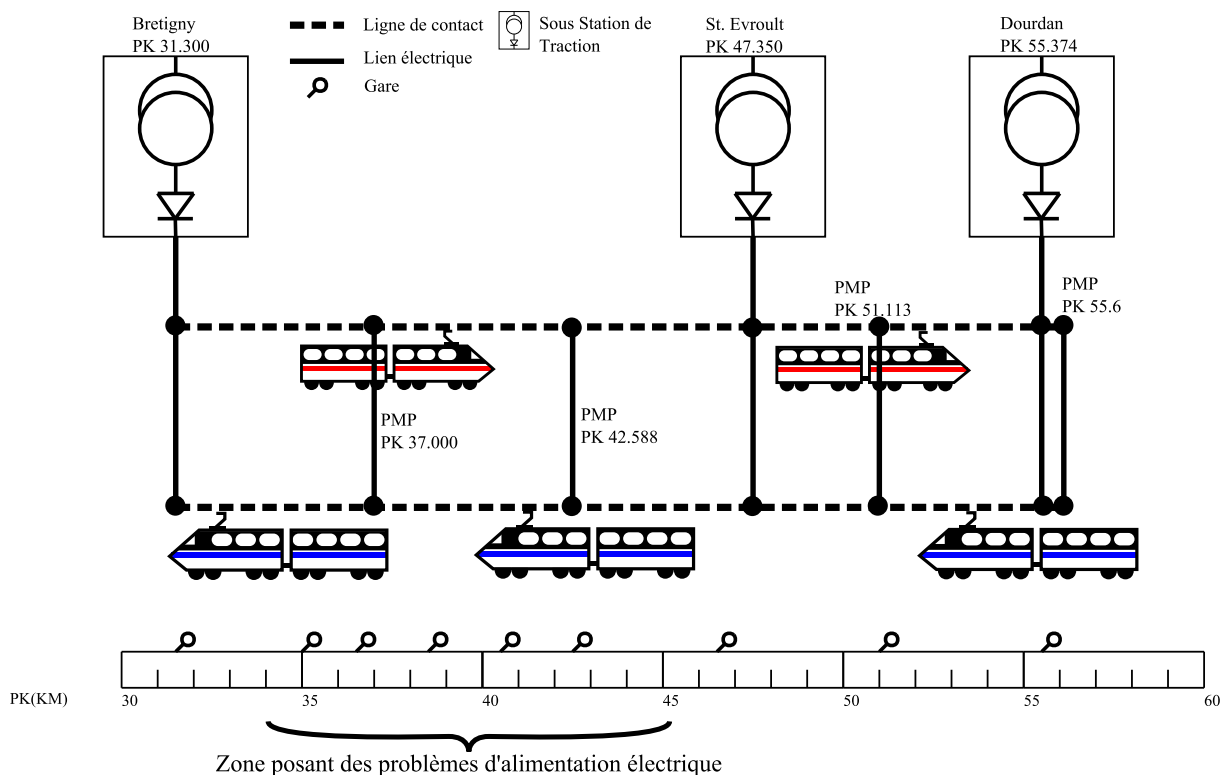


FIGURE 4.8 – Schéma d'alimentation

La zone située entre Brétigny-sur-Orge et Saint Chéron pose de sérieux problèmes d'alimentation électrique. En effet, la distance importante entre les sous-stations entraîne l'apparition de chutes de tension significatives à mi-distance, là où se situe un nombre important de gares à desservir. La figure 4.9 représente les niveaux de tension simulés, vus par les trains circulant lors de la pointe du soir, en fonction de leur position sur la ligne.

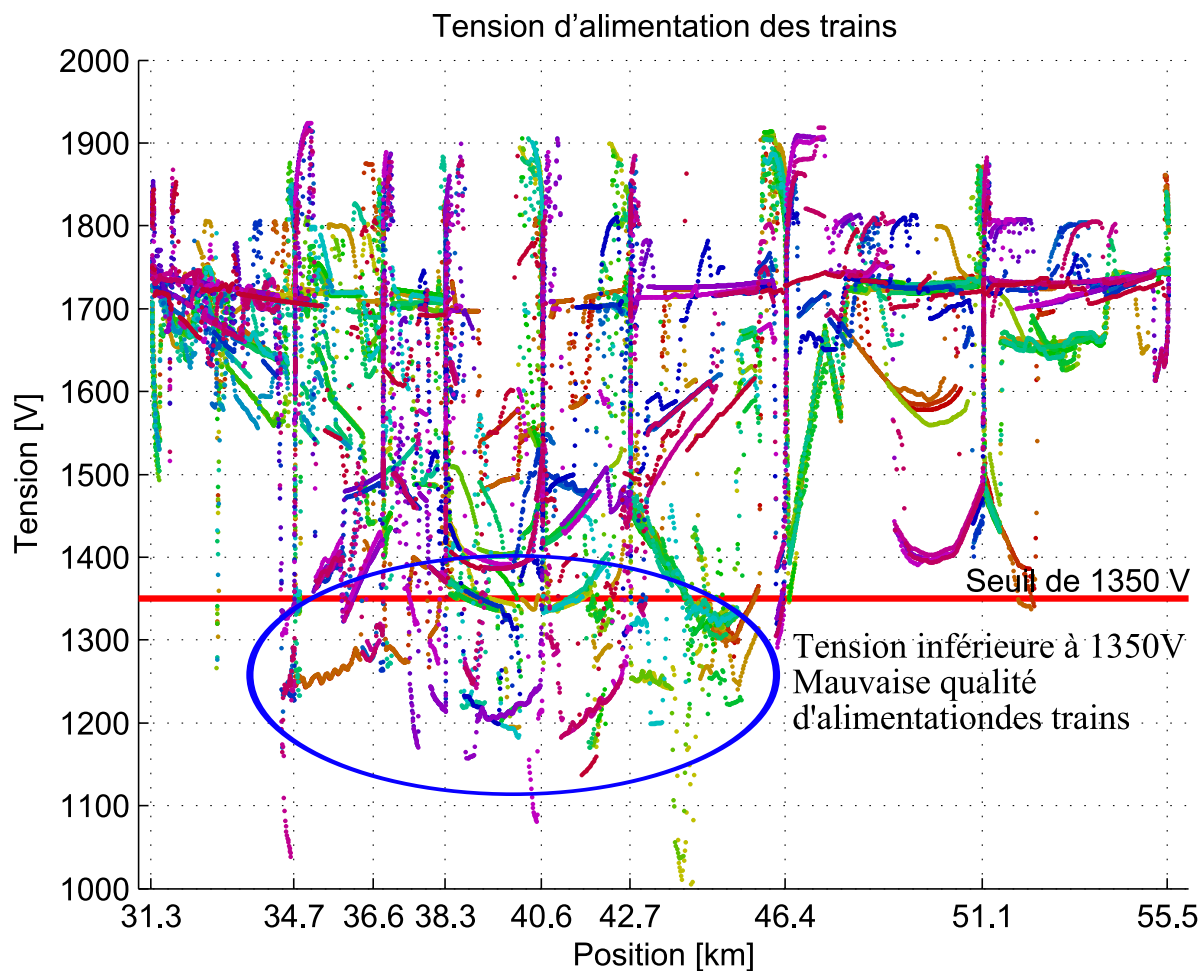


FIGURE 4.9 – Tension d'alimentation des trains (pointe du soir 16-20h)

Nous constatons que la tension chute fréquemment sous un niveau de 1350 V à partir duquel les trains doivent réduire de manière significative la puissance consommée afin d'éviter un effondrement du réseau [55]. A partir de ce seuil, la puissance disponible pour l'alimentation des trains est réduite, entraînant une augmentation des temps d'accélération et donc des temps de parcours, ce qui rend difficile voire impossible le respect des horaires.

4.4 Application de la méthodologie

La méthodologie a été appliquée de manière à déterminer à la fois la loi de pilotage et le dimensionnement d'un système de stockage d'énergie, afin d'améliorer la qualité d'alimentation tout en minimisant la consommation énergétique. Les conséquences sur le dimensionnement du système de stockage et sur les performances électriques et énergétiques du réseau seront notamment discutées.

4.4.1 Principe initial de l'étude

Afin de soutenir localement le réseau d'électrification, on propose tout d'abord d'installer un système de stockage d'énergie dans la zone concernée par les problèmes d'alimentation. Afin de ne pas entraîner de trop fortes modifications sur le système d'électrification, il est courant de privilégier le raccordement de nouveaux systèmes là où des équipements sont déjà présents, c'est-à-dire au niveau d'un poste de mise en parallèle (PMP) ou d'une sous-station. Dans notre cas, installer le système de stockage au niveau d'une sous-station n'a pas de sens puisqu'elles ne sont pas situées dans la zone problématique. Il nous reste alors le choix entre deux PMP :

- le premier se situe au Point Kilométrique (PK) 37 à Arpajon
- le deuxième au PK 42,588 au niveau de Breuillet.

Nous avons fait le choix de positionner le système de stockage au niveau du PMP d'Arpajon (PK 37) car il se situe à l'endroit où la qualité d'alimentation est la plus mauvaise. De plus, par le passé, l'ingénierie SNCF a fait des études sur l'intégration d'un système de stockage d'énergie à cet endroit, ce qui offre la possibilité de comparer les résultats obtenus.

Maintenant que le choix de la position du système de stockage est fait, il est nécessaire de déterminer son dimensionnement ainsi que le pilotage permettant d'améliorer la qualité d'alimentation. C'est dans cet objectif que nous avons mis en œuvre notre méthodologie. Pour cela, nous avons utilisé la formulation du problème présentée dans la partie 3.2.4, en modifiant la contrainte (3.19). Nous avons relevé le niveau de V_n^{MIN} pour les nœuds situés entre le PK 31,3 inclus (sous-station de Brétigny) et le PK 42,588 inclus (PMP Breuillet) de manière à être plus contraignant que la tension minimale admissible U_{min2} imposée par les normes. On notera ce niveau de tension V_{ZONE}^{MIN} .

Nous avons fait le choix de ne pas faire d'a priori sur le dimensionnement du système de stockage. Cela se traduit dans le problème d'optimisation comme une suppression des contraintes sur la puissance et la capacité.

On notera $P_s^{DIM} = \max(P_s^I, P_s^O)$ le dimensionnement en puissance du système de stockage et $W_s^{DIM} = \max(W_s)$ le dimensionnement en capacité énergétique.

Les valeurs que nous avons retenues pour les paramètres du problème d'optimisation, comme le rendement du système de stockage ou sa dynamique sont résumés dans le tableau 4.3.

Grandeur	Description	Valeur retenue
V_n^{MIN}	Tension minimale autorisée (hors V_{ZONE}^{MIN})	1000 V
V_n^{MAX}	Tension maximale autorisée	1950 V
η_s^I	Rendement du système de stockage en charge	93 %
η_s^O	Rendement du système de stockage en décharge	93 %
$P_s^{I MAX}$	Puissance maximale du système de stockage en charge	$+\infty$
$P_s^{O MAX}$	Puissance maximale du système de stockage en décharge	$+\infty$
W_s^{MAX}	Énergie maximale du système de stockage	$+\infty$
R_s^{MIN}	Vitesse minimale de variation de la puissance du système de stockage	-250 kW/s
R_s^{MAX}	Vitesse maximale de variation de la puissance du système de stockage	250 kW/s

TABLEAU 4.3 – Valeurs des paramètres du problème d’optimisation

4.4.2 Influence de V_{ZONE}^{MIN}

Le choix de la valeur de V_{ZONE}^{MIN} est une hypothèse forte qui incombe au concepteur. Il est *a priori* difficile d’évaluer l’impact de ce choix sur le dimensionnement du système de stockage, sa loi de commande et sur les performances globales du réseau (comme la consommation énergétique). Nous devons donc mettre au point une méthode permettant d’évaluer cet impact.

4.4.2.1 Impact de la tension minimale

Nous avons déterminé la valeur maximale admissible pour V_{ZONE}^{MIN} , ainsi que son impact sur le dimensionnement et les performances. Pour cela, nous avons fait le choix d’effectuer des résolutions successives du problème d’optimisation avec des valeurs croissantes de la contrainte, et ce, jusqu’à ce que le problème d’optimisation devienne non solvable (c’est-à-dire que le niveau de tension demandé devient trop important pour être maintenu à l’aide du système de stockage d’énergie). Cette stratégie d’étude nécessite de nombreuses résolutions du problème. Afin de conserver un temps de résolution acceptable, nous avons fait le choix de travailler sur une période de temps réduite (ce qui revient à diminuer la taille du problème d’optimisation).

Nous avons retenu une période d’une demi-heure correspondant aux heures creuses. Elle permet d’inclure de manière relativement complète les marches de deux trains en sens opposés et se croisant dans une zone proche du système de stockage, ce qui peut éventuellement entraîner une forte sollicitation de ce système. Le graphique de circulation de la période retenue, correspondant

à un extrait de celui présenté sur la figure 4.7, est présenté sur la figure 4.10.

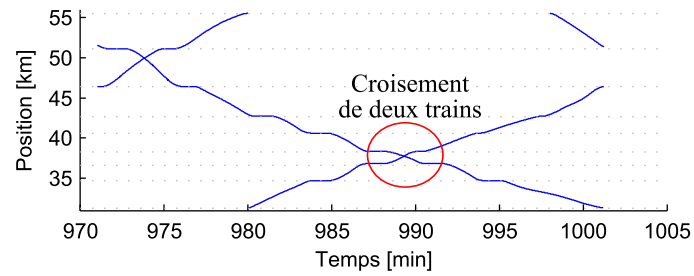


FIGURE 4.10 – Graphique de circulation de la période réduite

Afin d'accélérer le temps de résolution, nous avons fait le choix d'utiliser les résultats de calculs de l'itération précédente comme valeurs initiales d'une itération. Les différences introduites par un léger changement de la contrainte de tension pouvant être faibles entre deux itérations, cela permet à l'algorithme d'optimisation de partir d'une solution initiale proche de la solution optimale, ce qui réduit le nombre d'itérations nécessaires pour converger vers celle-ci.

La valeur initiale de V_{ZONE}^{MIN} a été fixée à 1000 V. Nous l'avons progressivement augmentée jusqu'à une valeur maximale de 1480 V. Au-delà l'algorithme d'optimisation n'a pas été en mesure de trouver de solution respectant les contraintes.

4.4.2.2 Résultats

La résolution du problème d'optimisation nous a permis d'obtenir les lois de commande du système de stockage permettant de minimiser la consommation sur le cycle retenu pour assurer les différentes tensions minimales demandées. La tension alimentation des trains pour la valeur maximale de V_{ZONE}^{MIN} (1480 V) est présentée sur la figure 4.11, où l'on constate que la contrainte de tension est parfaitement respectée.

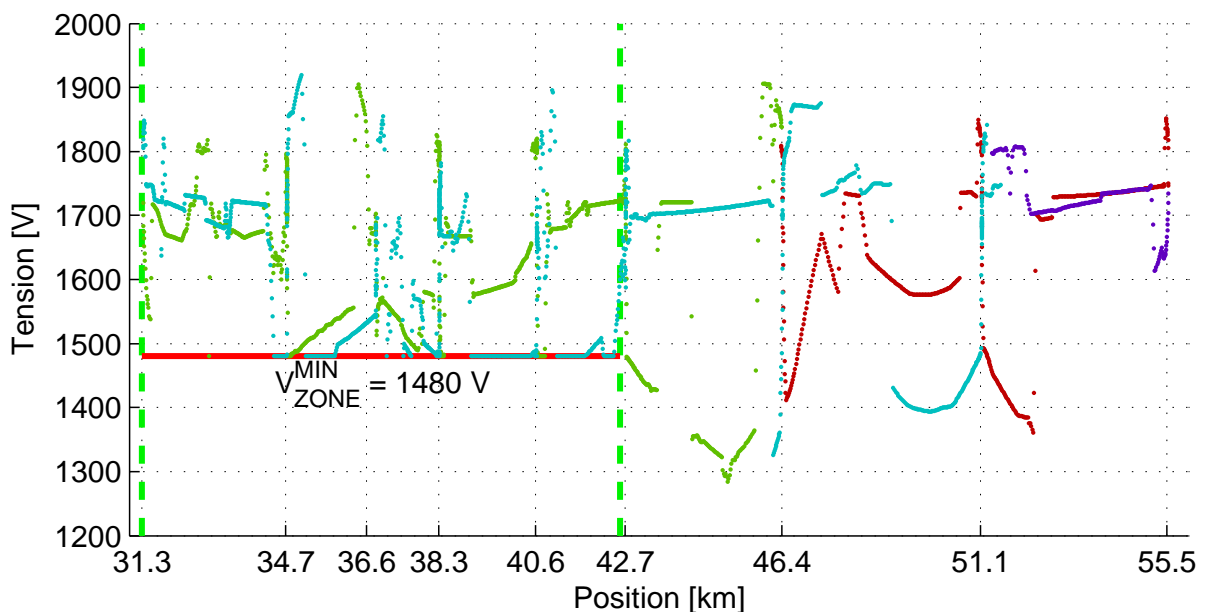


FIGURE 4.11 – Tension d'alimentation des trains avec soutien à 1480V (période réduite)

Les lois de commandes du système de stockage pour chaque valeur V_{ZONE}^{MIN} sont présentées sur la figure 4.12.

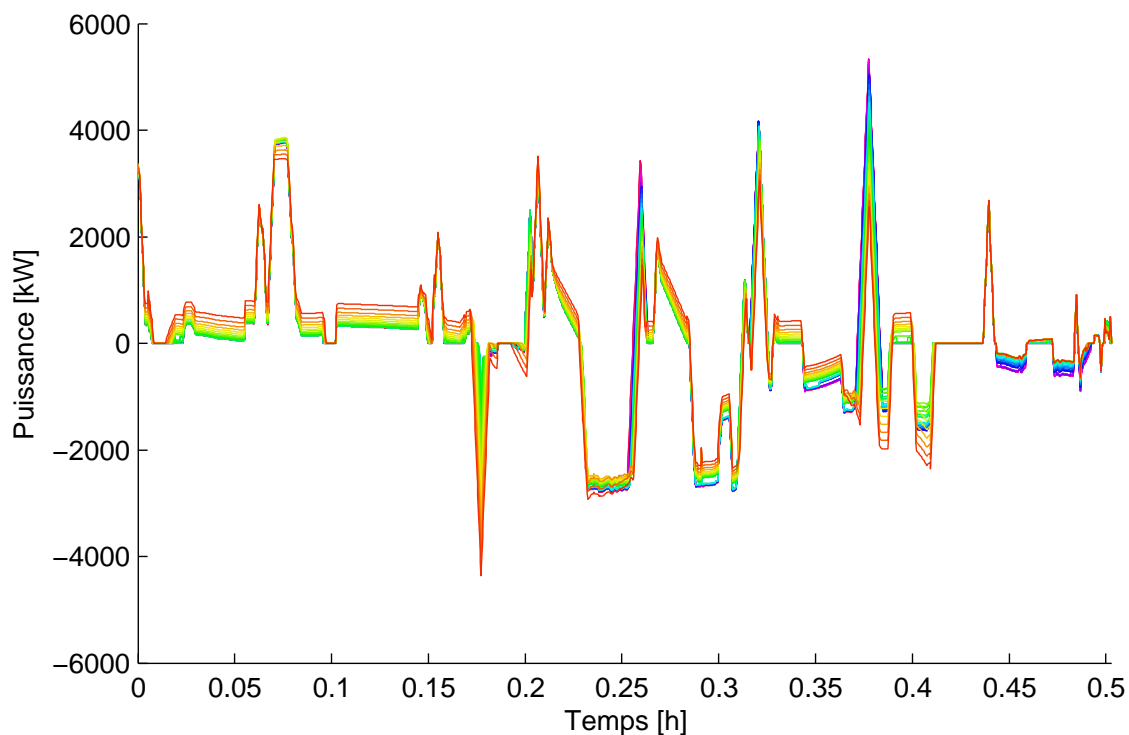


FIGURE 4.12 – Lois de pilotage optimales du système de stockage

Les profils en énergie correspondants sont présentées sur la figure 4.13.

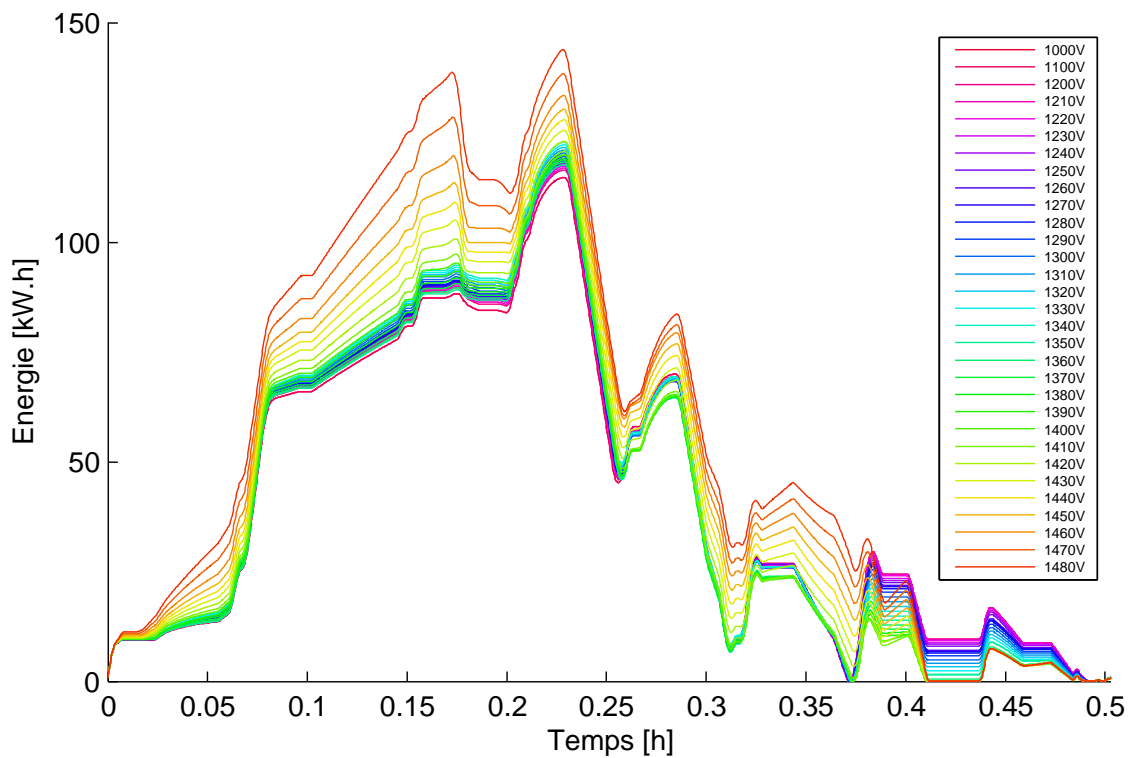


FIGURE 4.13 – Profils énergétiques du système de stockage

4.4.2.3 Analyse et discussion

L'évolution du dimensionnement du système de stockage correspondant à ces lois de commande est présentée sur les figures 4.14 (puissance) et 4.15 (énergie). L'évolution de la consommation énergétique est donnée sur la figure 4.16. Les valeurs numériques correspondant à certains dimensionnements intéressants sont présentées dans les tableaux 4.4 et 4.5.

V_{ZONE}^{MIN} [V]	P_s^{DIM} [MW]	W_s^{DIM} [kWh]	τ_s^{DIM} [s]
1000	5,3339	114,74	77,4
1200	5,3338	116,43	78,6
1350	4,2890	117,62	98,7
1390	3,8324	119,80	112,5
1480	4,3619	143,90	118,8

TABLEAU 4.4 – Valeurs numériques du dimensionnement du système de stockage

V_{ZONE}^{MIN} [V]	W_{Cycle} [kWh]	Écart de consommation
Référence (sans stockage)	1489,77	0 %
1000	1357,18	8,90 %
1200	1357,39	8,89 %
1350	1362,63	8,53 %
1390	1366,82	8,25 %
1480	1392,00	6,56 %

TABLEAU 4.5 – Évolution de la consommation

Nous y avons introduit un indicateur, basé sur la constante de temps (en secondes), du système de stockage et calculé par la formule $\tau_s^{DIM} = \frac{W_s^{DIM}}{P_s^{DIM}}$. Cet indicateur, donnant le temps de décharge du système de stockage à pleine puissance, est couramment utilisé pour comparer les technologies de systèmes de stockage.

Nous constatons qu'il n'y a que peu de différences sur les dimensionnements et lois de commande obtenus entre $V_{ZONE}^{MIN} = 1000$ V et $V_{ZONE}^{MIN} = 1200$ V. Cela démontre qu'il est pertinent de faire évoluer la contrainte de tension avec un pas grossier dans cette zone.

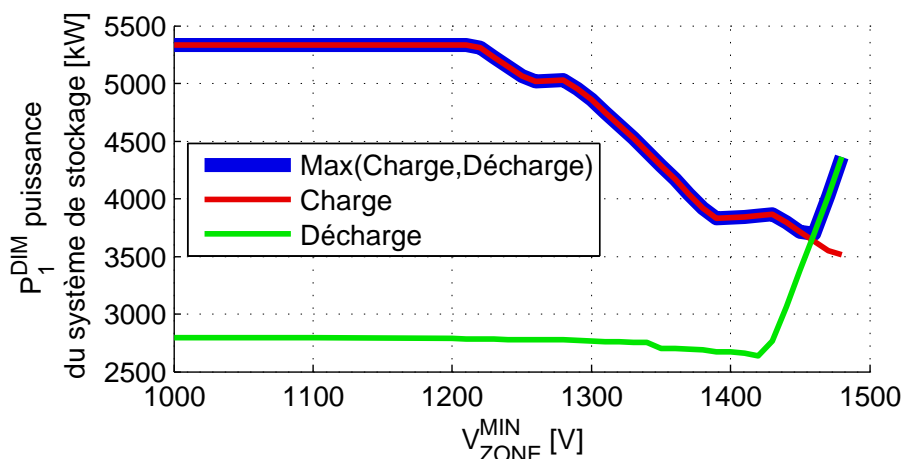


FIGURE 4.14 – Évolution du dimensionnement en puissance

Sur la figure 4.14, le dimensionnement en puissance du système de stockage évolue de la manière suivante. Pour des valeurs faibles de la contrainte de tension (jusqu'à environ 1250 V), le système de stockage intervient majoritairement pour récupérer l'énergie de freinage et la restituer lors des phases d'accélération, de façon à minimiser la consommation énergétique. Son dimensionnement en puissance est donc dominé par un pic de puissance en charge, correspondant à la puissance maximale qui est renvoyée sur le réseau par les trains. Lorsque la contrainte de tension augmente, de moins en moins d'énergie est renvoyée sur le réseau par les trains, afin d'éviter une élévation excessive de la tension à leur niveau. L'excédent est alors dissipé par les rhéostats. Cela se traduit par une diminution progressive de la puissance maximale en charge atteinte au niveau du système de stockage. Lorsque le niveau de la contrainte de tension atteint des niveaux élevés, le dimensionnement se retrouve dominé par le besoin de soutien de tension. A partir de 1460 V, le dimensionnement en puissance est finalement dominé par la puissance en décharge car la récupération d'énergie devient difficile.

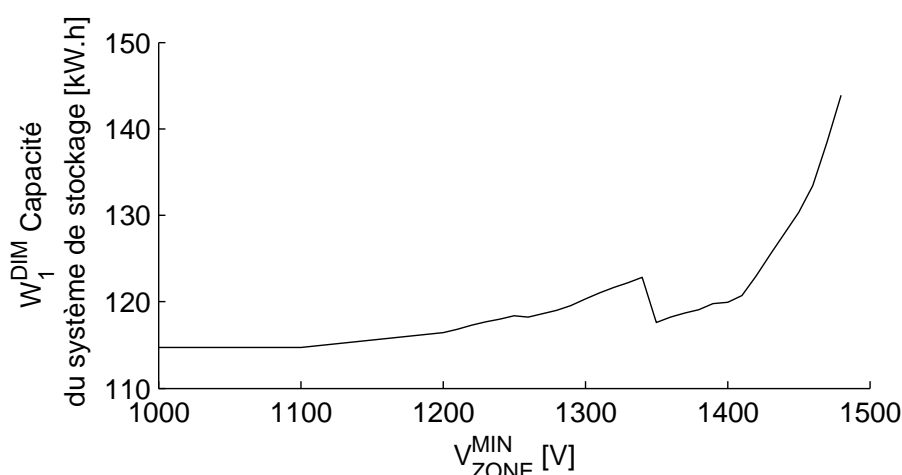


FIGURE 4.15 – Évolution du dimensionnement en énergie

Sur la figure 4.15, le dimensionnement en énergie se comporte de manière beaucoup plus monotone. Entre 1000 V et 1400 V, la capacité du système de stockage évolue peu, l'énergie récupérée étant progressivement remplacée par de l'énergie fournie par des sous-stations en vue de

soutenir la tension. A partir de 1400 V, la capacité du système de stockage augmente rapidement, car il est nécessaire de stocker beaucoup d'énergie pour soutenir la tension aux moments où les trains accélèrent simultanément.

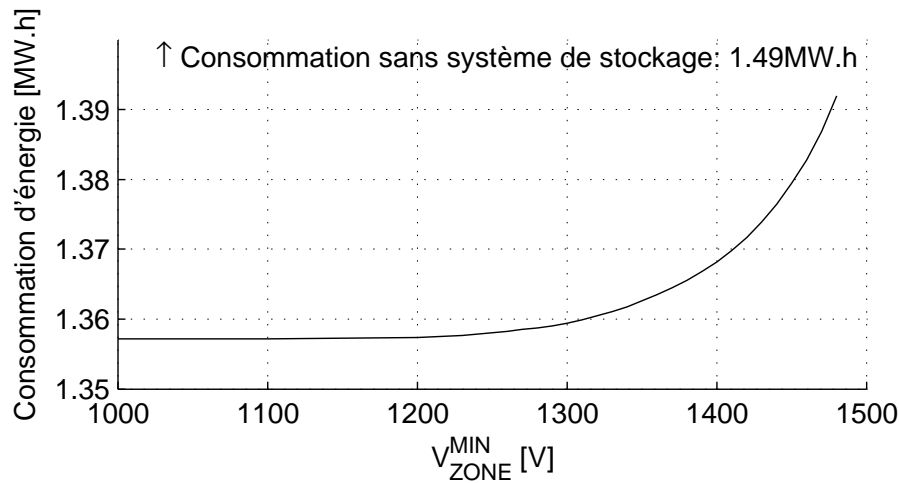


FIGURE 4.16 – Évolution de la consommation sur le cycle en fonction de la tension

Lorsque l'on augmente le niveau de tension minimale requis, la consommation d'énergie augmente progressivement. En effet, il est nécessaire de faire transiter une quantité croissante d'énergie sur le réseau et dans le système de stockage pour maintenir les niveaux de tension pendant les périodes de forte demande. Ces transferts entraînent des pertes supplémentaires dans la caténaire et le système de stockage. Toutefois, quelque soit la valeur de V_{ZONE}^{MIN} , la consommation sur le cycle reste inférieure à la consommation sans système de stockage, grâce à la récupération d'énergie de freinage par le système de stockage.

Nous avons utilisé les figures 4.16 et 4.17 pour déterminer quel niveau de la contrainte de tension nous semble présenter le meilleur compromis entre qualité d'alimentation, consommation énergétique et dimensionnement du système de stockage.

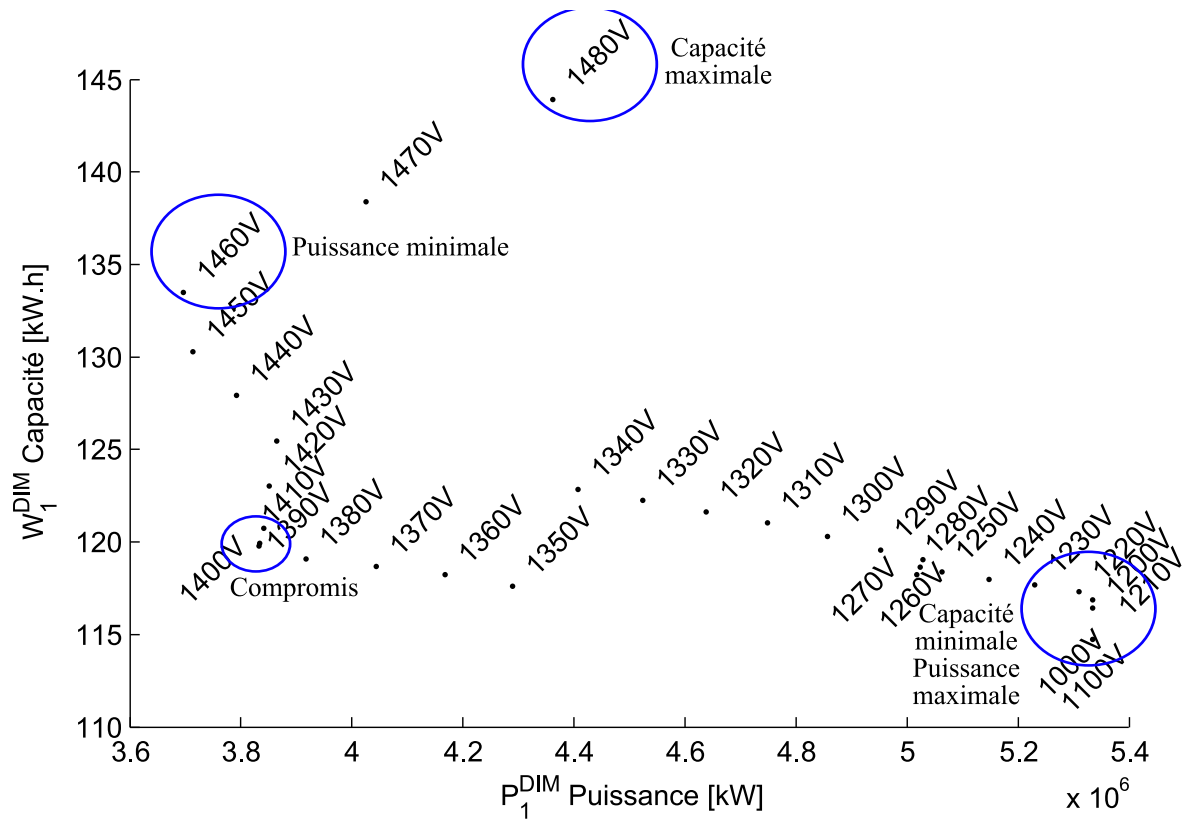


FIGURE 4.17 – Évolution du dimensionnement du système de stockage en fonction de la tension (plan Puissance/Energie)

On y constate les extrêmes suivants.

- Pour un niveau de contrainte de tension inférieur à 1100 V, on obtient le dimensionnement présentant la plus petite capacité du système de stockage mais la plus grande puissance. La consommation du réseau y est aussi minimale. Il est à noter que ce niveau de la contrainte de tension ne permet pas d'améliorer la qualité d'alimentation, ce qui est l'objectif initial de l'étude.
- Pour 1460 V, le dimensionnement en puissance du système de stockage est minimal, par contre la capacité ne l'est pas.
- Pour 1480 V, le dimensionnement en capacité est maximal. La consommation du réseau y est la plus importante.
- Pour 1390 V, on obtient un compromis avec une capacité et une puissance du système de stockage qui restent légèrement supérieures aux minima pouvant être atteints, tout en n'entraînant pas de surconsommation significative.

Par la suite, nous avons fait le choix de retenir ce compromis, qui nous donne ici un stockage d'une puissance de 3,8 MW et d'une capacité de 120 kWh.

4.4.3 Résolution sur une période complète

4.4.3.1 Objectifs

Cette partie présente les résultats d'application de la méthodologie pour une période temporelle de 4 heures correspondant à l'heure de pointe, et pour la valeur de V_{ZONE}^{MIN} retenue à 1390 V. Ici, notre objectif est d'évaluer l'influence de la période de dimensionnement sur le dimensionnement et la gestion du système de stockage.

Nous avons retenu une période de 4 heures, située entre 16h et 20h. Cela permet d'englober la fin de la période creuse et la période de pointe. Il s'agit aussi de la période généralement étudiée par l'ingénierie de la SNCF lors de ses simulations en vue du dimensionnement d'une infrastructure conventionnelle.

4.4.3.2 Résultats, analyse et discussion

Analyse des résultats Les niveaux de tension vus par les trains avec le système de stockage intégré dans le réseau sont présentés sur la figure 4.18.

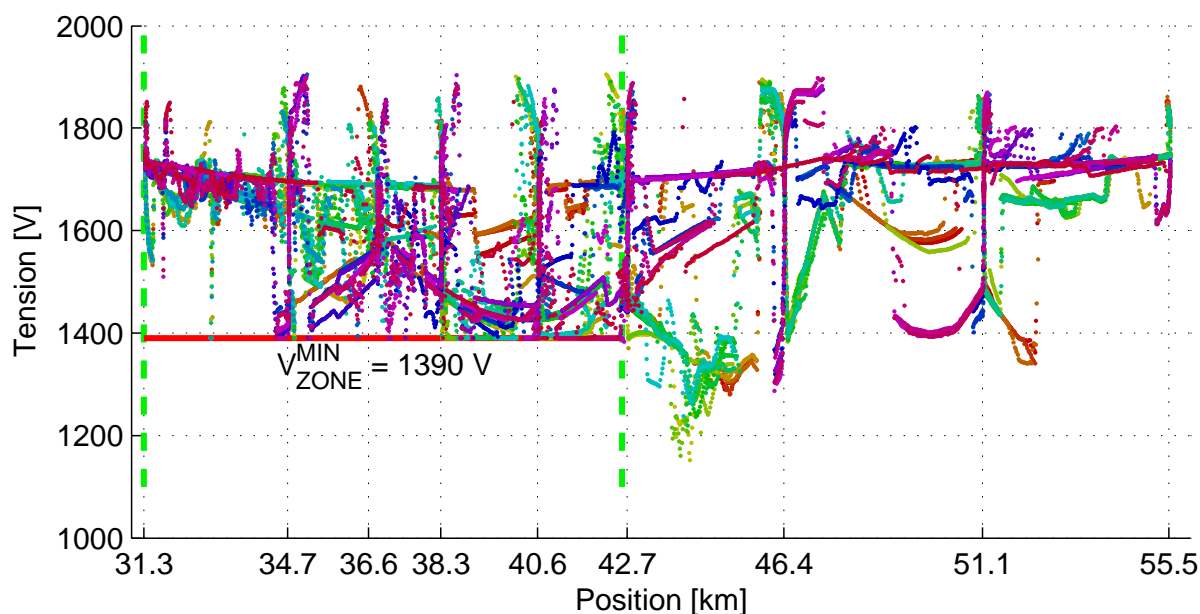


FIGURE 4.18 – Tension d'alimentation des trains avec soutien par système de stockage

Cela nous permet de constater que la contrainte de tension est respectée sur la zone. L'insertion du système de stockage nous permet donc d'améliorer la qualité d'alimentation des trains, et donc d'améliorer la capacité de transport.

La loi de commande optimale du système de stockage permettant le respect de la contrainte de tension est présentée sur la figure 4.19. Le profil en énergie correspondant est présentée sur la figure 4.20.

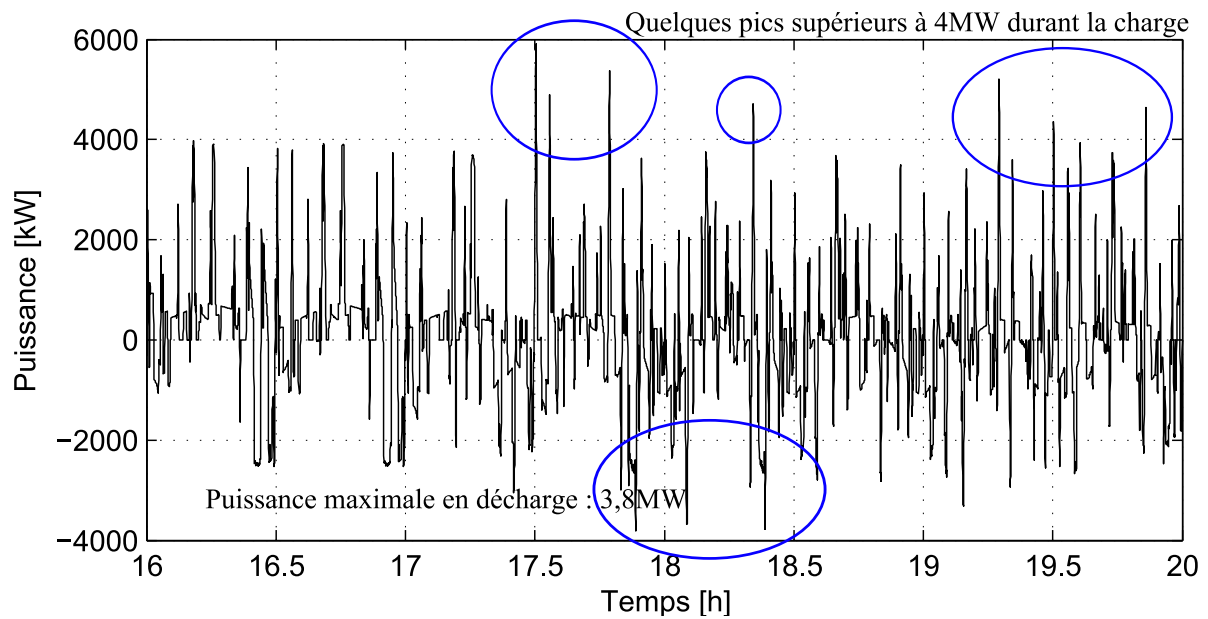


FIGURE 4.19 – Loi de pilotage optimale du système de stockage

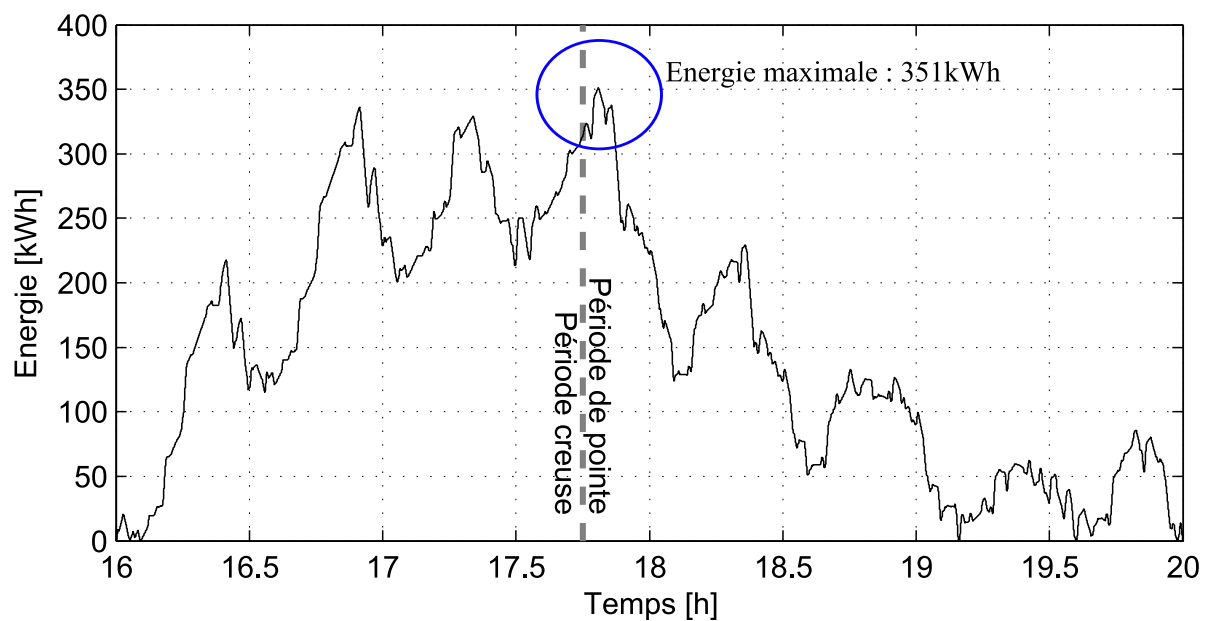


FIGURE 4.20 – Profil énergétique du système de stockage

L'évolution de la consommation énergétique sur le cycle due à l'insertion du système de stockage est présentée dans le tableau 4.6 et le dimensionnement du système de stockage dans le tableau 4.7.

V_{ZONE}^{MIN} [V]	W_{Cycle} [MWh]	Gain de consommation
Référence (sans stockage)	15,3	0 %
1390	14,1	-7,76 %

TABLEAU 4.6 – Évolution de la consommation

Puissance maximale en charge	5,9 MW
Puissance maximale en décharge	3,8 MW
Capacité minimale du système de stockage	351 kWh
Constante de temps	214 s

TABLEAU 4.7 – Grandeurs dimensionnantes du système de stockage

Une capacité de stockage supérieure à celle obtenue durant le cycle d'une demi-heure est nécessaire. Il est en effet plus efficace d'un point de vue énergétique de stocker l'énergie de freinage récupérée durant les heures creuses pour la valoriser en soutien de tension durant la période de pointe, que de la faire transiter depuis les sous-stations (avec des pertes supplémentaires dans les lignes) durant les creux de circulation. Cela se traduit par le besoin de stocker une grande quantité d'énergie, le maximum étant atteint vers 17h45 à la fin des heures creuses (figure 4.20).

Par rapport au cycle réduit, le besoin de dimensionnement en puissance augmente d'environ 55 %. Toutefois, en analysant le profil de puissance du système de stockage (voir figure 4.19), nous avons constaté que la puissance maximale n'est mise en œuvre qu'au cours d'une courte période de recharge aux environs de 17h30. Suite à ce constat, nous avons effectué une nouvelle résolution du problème, en fixant cette fois-ci $P_s^{MAX} = 4$ MW afin d'équilibrer la puissance en charge avec la puissance maximale constatée en décharge (voir nouvelle loi de pilotage sur la figure 4.21).

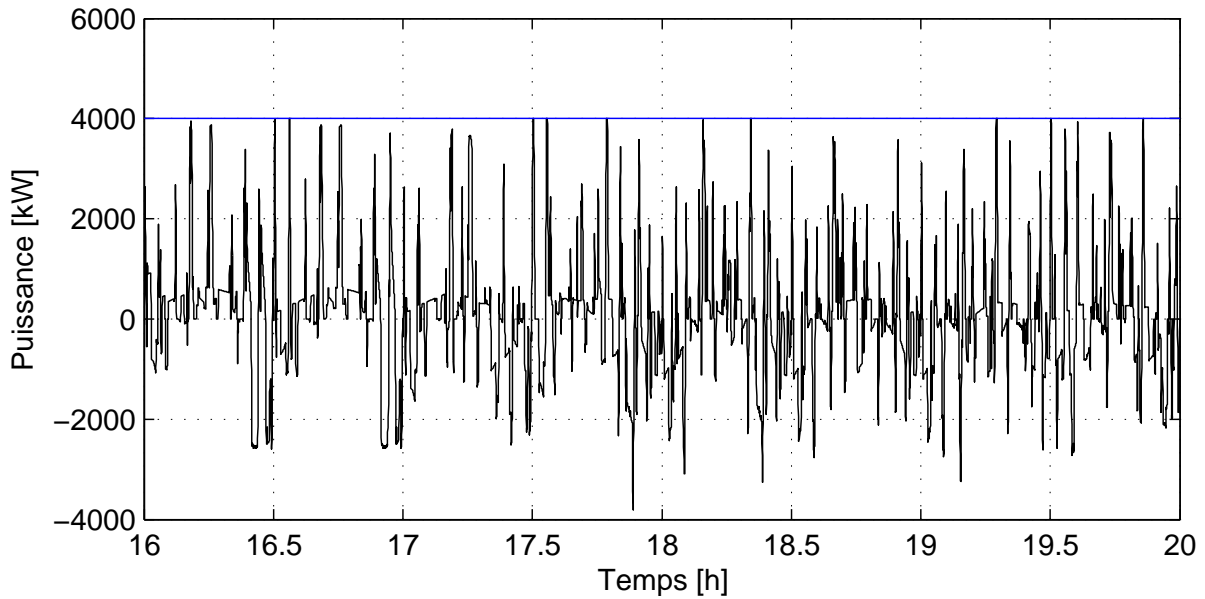


FIGURE 4.21 – Loi de pilotage optimale du système de stockage

La qualité de tension n'est pas impactée par cette modification du cahier des charges. L'impact observé sur la consommation d'énergie est aussi négligeable (environ 5 kWh) et la capacité du système de stockage est réduite de 2,8 %.

Choix d'une technologie de système de stockage Afin de déterminer quelles technologies de systèmes de stockage sont adaptées à notre besoin, nous avons situé de manière approximative la zone des dimensionnements obtenus dans le plan de Ragone à l'aide des constantes de temps (voir figure 4.22) [128].

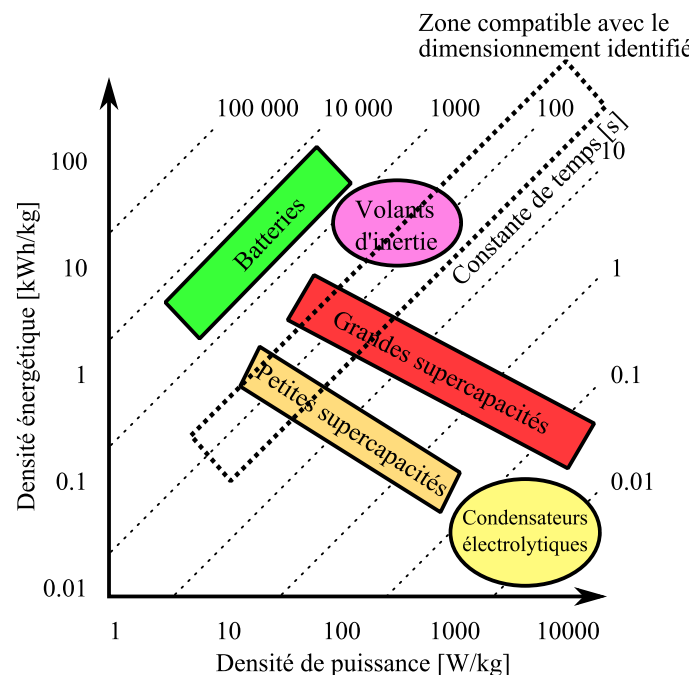


FIGURE 4.22 – Localisation des dimensionnements dans le plan de Ragone

Cela nous permet de constater que les technologies candidates sont les super-condensateurs et les volants d'inertie. Il s'agit des technologies de systèmes de stockage qui sont conçues pour fournir une forte densité de puissance. Ceci correspond aux sollicitations ferroviaires avec des périodes courtes à pleine puissance, que cela soit en récupération d'énergie de freinage ou en soutien de tension.

4.4.4 Minimisation de la capacité du système de stockage

Lors des précédentes études, nous avons utilisé notre méthodologie pour minimiser la consommation sur le cycle. Toutefois, l'objectif principal de notre étude est de déterminer le meilleur système de stockage d'énergie pour soutenir l'alimentation du réseau. Cependant, on constate que les résultats sont fortement influencés par la fonction économie d'énergie. En effet, même lorsque la contrainte de tension est à un niveau très faible, le système de stockage reste fortement sollicité. De plus, les dimensionnements obtenus nous orientent vers des capacités de stockage importantes et donc vers des solutions très coûteuses, peut-être même plus chères que les solutions traditionnelles d'ajout de sous-stations ou de renforcement de caténaire. Il nous est donc paru intéressant de modifier la fonction objectif. Aussi, au lieu de chercher à minimiser la consommation énergétique, nous cherchons maintenant à minimiser la capacité du système de stockage.

4.4.4.1 Modifications du problème d'optimisation

Afin d'introduire la capacité du système de stockage dans le problème d'optimisation, il est nécessaire de disposer de l'énergie maximale atteinte par le système de stockage. Pour cela, nous avons introduit une variable supplémentaire, que l'on notera W_s^{TOP} , destinée à devenir l'image de l'énergie maximale. Elle est sujette à la contrainte (4.3) qui permet de la contraindre à partir de l'énergie stockée $W_{s,k}$.

$$W_{s,k} \leq W_s^{TOP} \quad (4.3)$$

Nous avons modifié l'expression de la fonction objectif (3.27) pour faire intervenir la variable W_s^{TOP} :

$$Objectif = \sum_{s=1..S} W_s^{TOP} + Pénalité \quad (4.4)$$

Avec cette formulation, W_s^{TOP} est égale à la valeur maximale de $W_{s,k}$, et l'algorithme d'optimisation détermine la loi de pilotage permettant de minimiser la capacité du système de stockage.

4.4.4.2 Influence de V_{ZONE}^{MIN} avec la nouvelle formulation du problème d'optimisation

Avec cette nouvelle fonction objectif, nous avons fait le choix d'employer une démarche similaire à celle effectuée précédemment. Dans un premier temps, nous avons fait une analyse de l'influence de V_{ZONE}^{MIN} sur un cycle d'une demi-heure, avant d'étendre la durée d'étude à la période

complète. Les différentes lois de commande obtenues en fonction de la tension sont présentées sur la figure 4.23 et les profils énergétiques correspondants sur la figure 4.24.

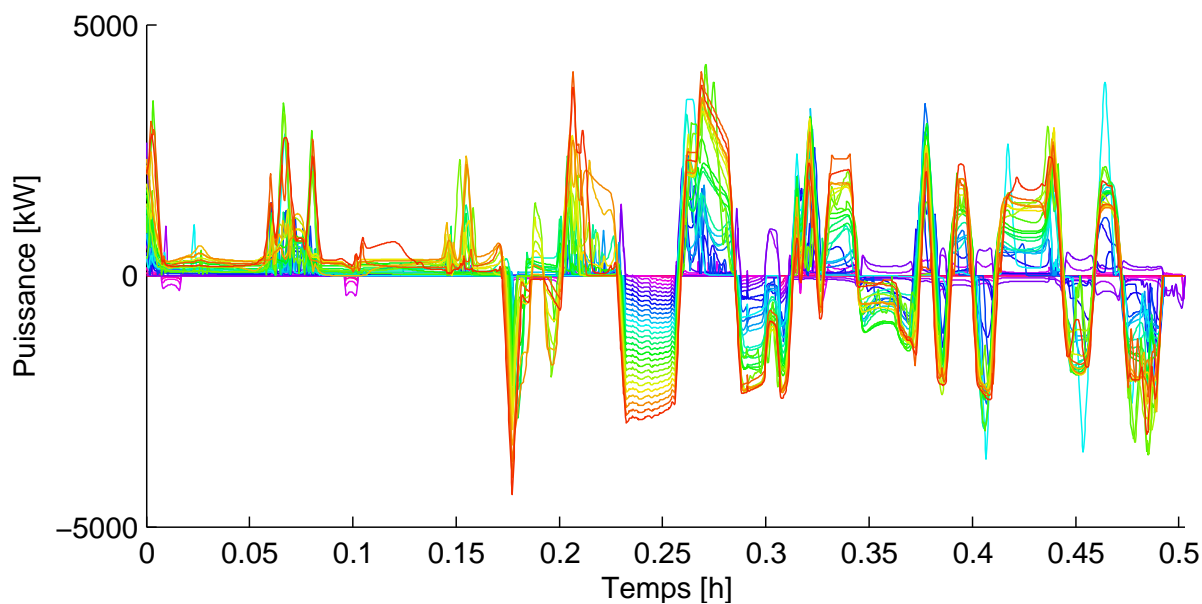


FIGURE 4.23 – Lois de pilotage optimales du système de stockage

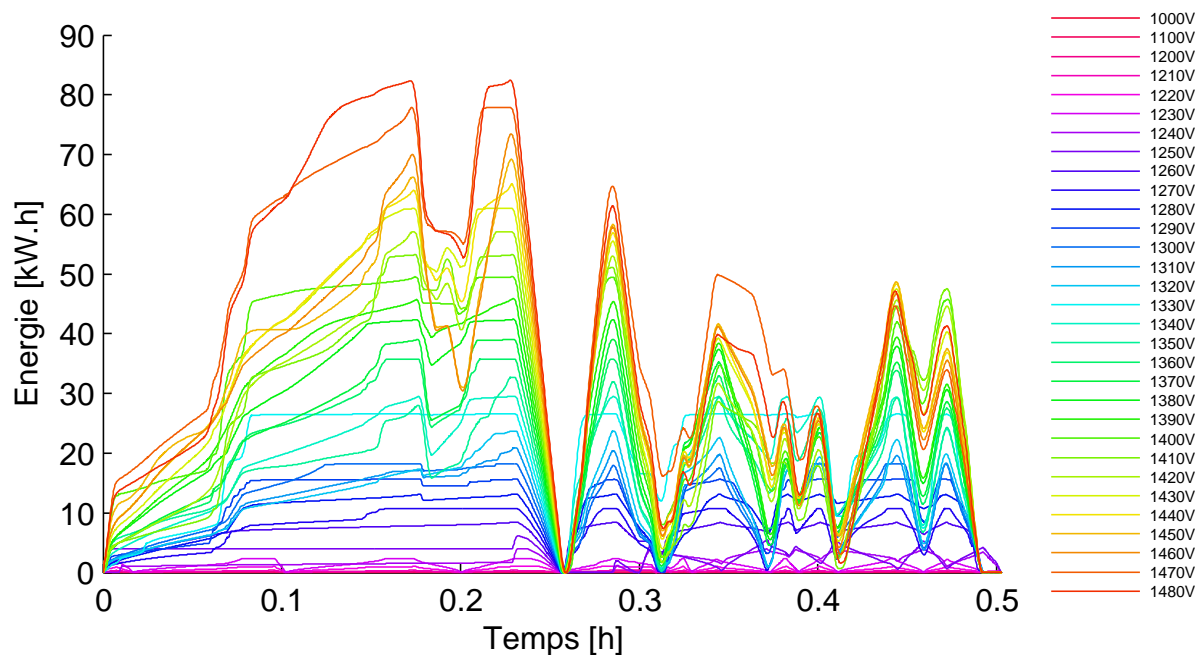


FIGURE 4.24 – Profils énergétiques du système de stockage

Les dimensionnements correspondants à ces lois de commande sont présentés sur les figures 4.25 (puissance) et 4.26 (énergie).

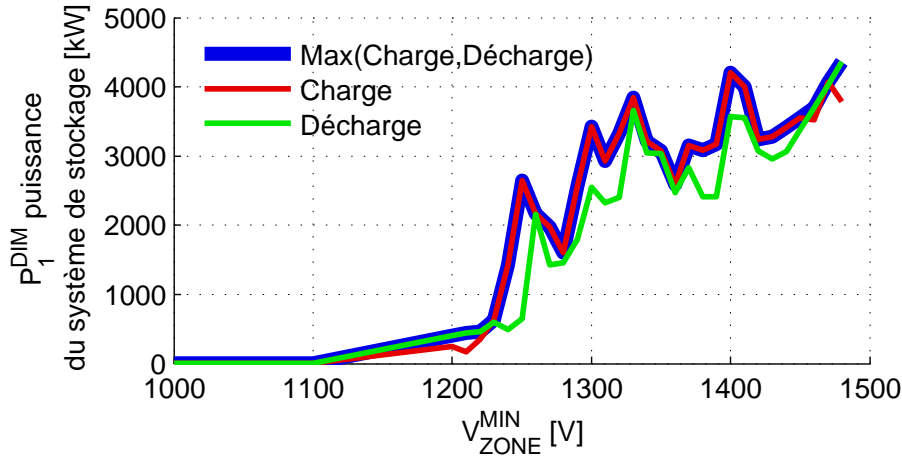


FIGURE 4.25 – Évolution du dimensionnement en puissance

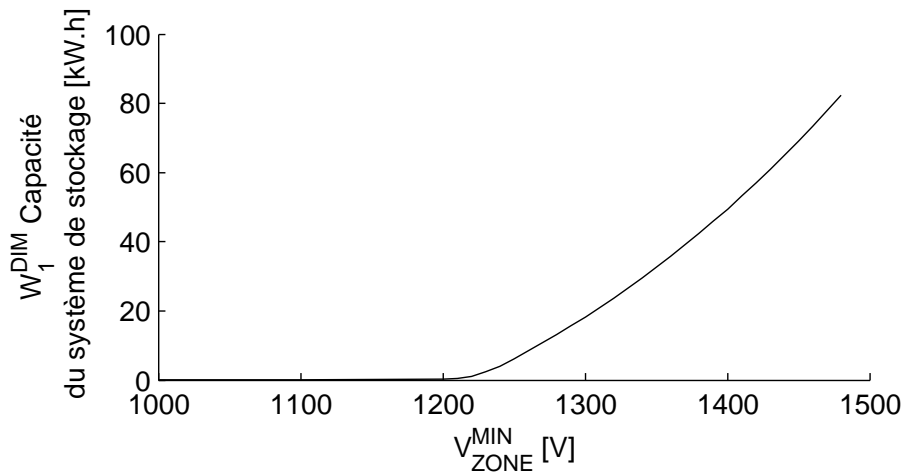


FIGURE 4.26 – Évolution du dimensionnement en énergie

Dans un premier temps, nous constatons que les capacités minimales requises pour le système de stockage avec ces nouvelles lois de pilotage, sont bien plus faibles que précédemment (82,4 kWh au lieu de 143,9 kWh dans le pire des cas lors de la première étude, soit une réduction de 43 %).

Pour des valeurs de V_{ZONE}^{MIN} inférieures à 1200 V, le système de stockage n'est quasiment pas sollicité, contrairement à l'étude précédente où celui-ci intervenait activement afin de récupérer et restituer l'énergie de freinage. Au-delà, le système de stockage devient indispensable afin de soutenir la tension et sa capacité augmente progressivement. Comme lors de l'étude précédente, nous avons constaté que le niveau maximal admissible pour V_{ZONE}^{MIN} est de 1480 V. Concernant la puissance, les valeurs obtenues sont assez disparates mais tendent à augmenter avec le niveau de la contrainte de tension.

Il est intéressant de noter que pour ce cycle réduit, le moment dimensionnant pour la capacité se situe pratiquement au milieu du cycle, au moment où les deux trains qui se croisent sont proches du système de stockage et accélèrent simultanément (comme on pouvait le voir précédemment sur

la figure 4.10 page 86). Entre 0,2 et 0,25 h, le système de stockage se décharge en totalité, à partir de sa charge maximale (voir figure 4.24). Comme lors de l'étude précédente, le dimensionnement en puissance est principalement dominé par la charge. Ici, il ne s'agit plus de récupérer à tout prix l'énergie de freinage, mais plutôt de charger le plus rapidement possible le système de stockage durant les périodes de faible demande, afin de le rendre disponible lors de la prochaine pointe de puissance.

L'évolution de la consommation est présentée sur la figure 4.27.

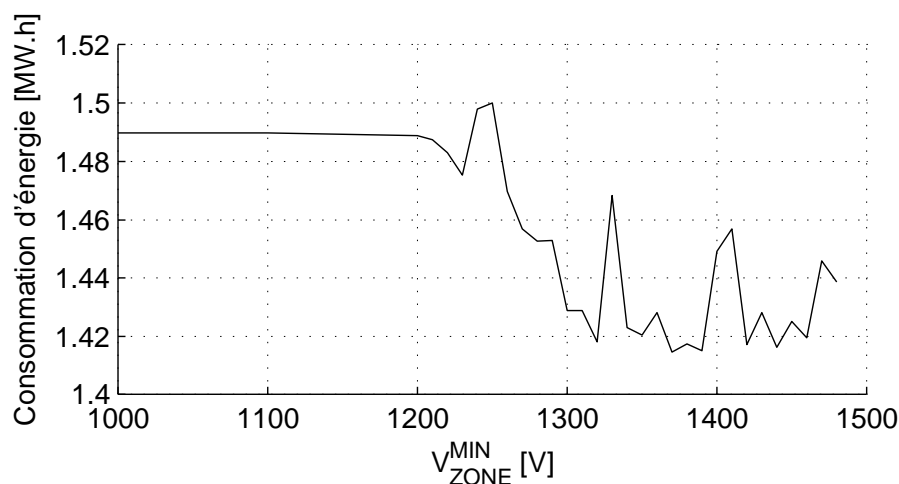


FIGURE 4.27 – Évolution de la consommation sur le cycle en fonction de la tension

Nous constatons qu'elle est supérieure à celle obtenue lors de la première étude, et ce, quelle que soit la valeur de V_{ZONE}^{MIN} , car l'énergie de freinage n'est alors plus valorisée (voir figure 4.27). Elle tend toutefois à diminuer avec l'augmentation de la contrainte de tension. On peut penser que cette meilleure qualité d'alimentation permet de limiter les pertes dans le réseau.

4.4.4.3 Extension de l'analyse au cycle complet

Contrairement à l'étude précédente, ici, il n'apparaît pas de compromis capacité-puissance sur le dimensionnement du système de stockage, car les deux sont proportionnelles au niveau de V_{ZONE}^{MIN} . Nous avons donc décidé de fixer $V_{ZONE}^{MIN} = 1350$ V pour étudier le cycle complet. Cela correspond au seuil de réduction de puissance des trains, présenté en même temps que le cas d'étude (voir section §4.3).

La loi de pilotage est présentée sur la figure 4.28. Le profil énergétique correspondant est présenté sur la figure 4.29.

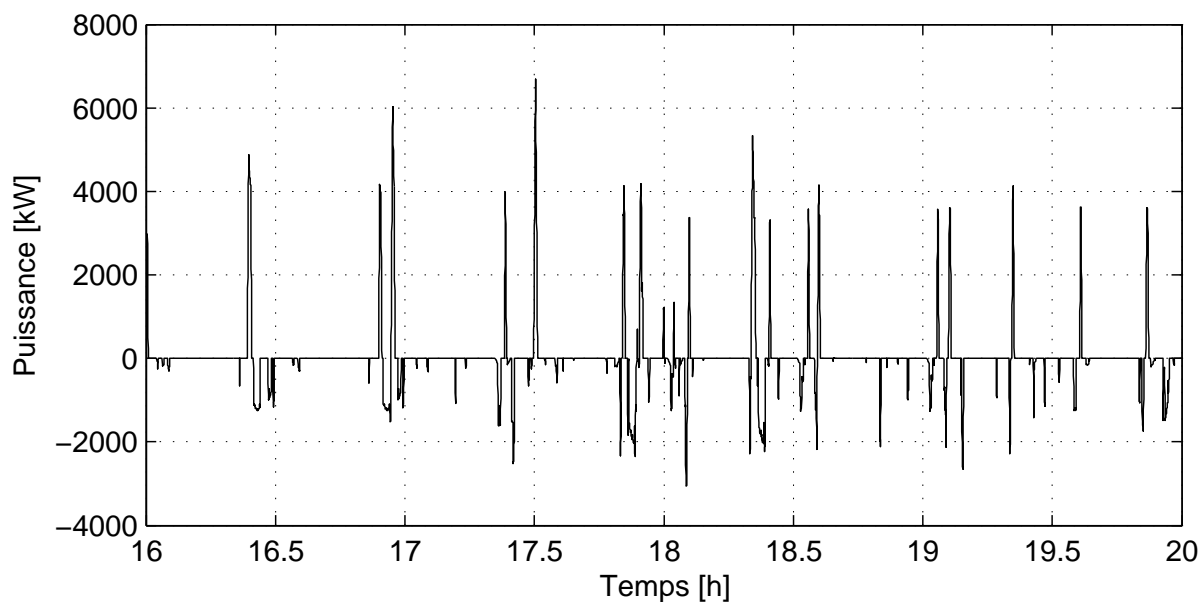


FIGURE 4.28 – Loi de pilotage optimale du système de stockage

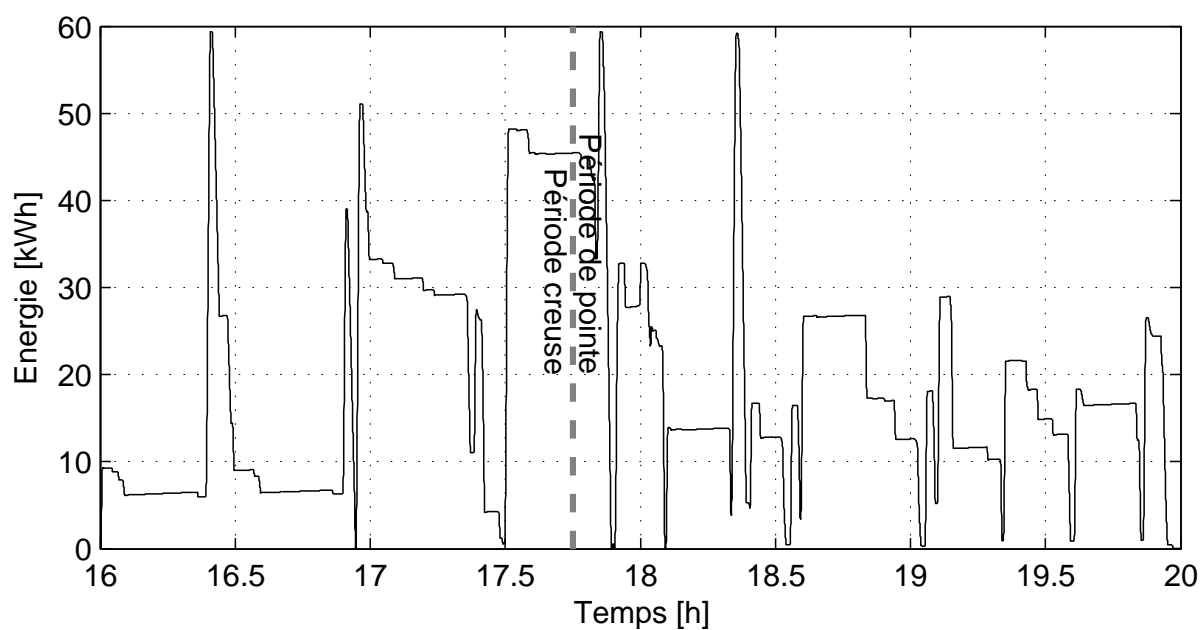


FIGURE 4.29 – Profil énergétique du système de stockage

Nous constatons sur la figure 4.28 que le système de stockage n'est plus sollicité en permanence contrairement à la première étude. Il intervient de manière ponctuelle, pour soutenir la tension durant les phases d'accélération ou pour se recharger avant les phases de soutien de tension.

Cela se traduit par une utilisation cyclique de la capacité de stockage, avec la répétition de cycles charge-décharge dans le temps (figure 4.29).

L'évolution de la consommation énergétique est présentée dans le tableau 4.8 et le dimensionnement correspondant dans le tableau 4.9.

V_{ZONE}^{MIN} [V]	W_{Cycle} [MWh]	Gain de consommation
Référence (sans stockage)	15,3	0 %
1350	14,8	-3,33 %

TABLEAU 4.8 – Évolution de la consommation

Puissance maximale en charge	6,7 MW
Puissance maximale en décharge	3,1 MW
Capacité minimale du système de stockage	59,4 kWh
Constante de temps	32 s

TABLEAU 4.9 – Grandeurs dimensionnantes du système de stockage

Comme lors de l'étude précédente, le dimensionnement pour assurer le cycle complet est plus important que pour le cycle court. La variation de la capacité est moins importante que dans le cas de la minimisation de la consommation (facteur inférieur à 2 au lieu d'un facteur 3). La puissance reste dimensionnée par la puissance nécessaire pour la charge du système de stockage.

4.5 Synthèse des résultats

Dans la partie précédente, nous avons présenté et analysé les résultats d'application de notre méthodologie sur un cas d'application. L'objectif de cette partie est d'effectuer une synthèse de ces différents résultats, afin d'en tirer des enseignements sur la manière de piloter et de dimensionner un système de stockage dans le cadre d'un réseau d'électrification ferroviaire. Un bilan sur les ressources de calculs qui ont été mises en œuvre est aussi présenté.

4.5.1 Bilan de l'application de la méthodologie

La méthodologie que nous avons développée répond aux attentes initiales. Elle nous a permis de déterminer une loi de pilotage pour un système de stockage intégré dans un réseau d'électrification ferroviaire et permettant de renforcer la qualité d'alimentation.

Il est intéressant de noter que procéder dans un premier temps à une étude de l'influence du niveau de tension sur une période de temps réduite, même si celle-ci n'est pas forcément représentative de l'exploitation ferroviaire, nous a permis de tirer de nombreux enseignements. Avec la version initiale du problème d'optimisation, nous constatons que lorsque l'on cherche à minimiser la consommation, la loi de commande est beaucoup plus impactée par la fonction récupération d'énergie de freinage que par la fonction soutien de tension. Par contre, lorsque nous cherchons à minimiser la capacité du système de stockage, la loi de commande le fait intervenir que très ponctuellement. Lorsque la tension n'est pas fortement contrainte, le stockage n'a alors quasiment jamais besoin d'intervenir, le réseau étant capable de fournir seul la qualité d'alimentation demandée.

Traiter la période complète nous a permis d'obtenir des résultats qui sont plus proches des besoins réels pour l'application ferroviaire, et de faire apparaître les différences entre le comportement du système de stockage en période pleine et celui constaté en période creuse. Notamment, les sollicitations du système de stockage sont plus nombreuses en période pleine, ce qui est logique puisqu'il s'agit du moment où il doit intervenir pour soutenir la tension.

La comparaison des deux versions du problème d'optimisation nous permet de montrer que le choix de la fonction objectif est stratégique. En effet, l'objectif a un impact majeur sur la loi de commande du système de stockage. Il est donc indispensable de faire intervenir des grandeurs dimensionnantes du système de stockage (ici la capacité) dans la fonction objectif, pour éviter de se retrouver avec un sur-dimensionnement.

4.5.2 Discussion sur les performances de calcul

Lors de la résolution du problème d'optimisation, GAMS fournit un ensemble de statistiques. Nous avons constatés que les dimensions du problème d'optimisation final produit par le modelleur de GAMS se révèlent différentes de l'estimation présentée dans le chapitre précédent. Ces écarts ont plusieurs origines. La première est due à l'ajout de variables et d'équations intermédiaires supplémentaires lors de la mise en œuvre du problème dans le langage GAMS. Ces ajouts ont été nécessaire afin de faciliter l'écriture du problème d'optimisation et afin qu'il puisse être facilement adapté à différents types d'étude. La deuxième cause d'écart est liée aux simplifications du modèle effectuées par GAMS lors de la transformation des équations du problème d'optimisation

en problème standard pouvant être transmis au solveur. Enfin, le solveur KNITRO effectue une analyse du modèle à l'issue de laquelle certaines simplifications supplémentaires peuvent avoir lieu. Ainsi, pour la période d'une demi-heure, KNITRO rapporte un nombre total de 249 917 variables et 242 675 contraintes, et pour la période de 4 heures, 1 987 337 variables et 1 929 735 contraintes.

Durant nos travaux, nous avons utilisés deux serveurs de calcul du G2ELab selon le besoin en ressources de calcul et selon leur disponibilité. Le premier serveur de calcul est équipé de deux microprocesseurs de type Intel®Xeon®E5506 (4 cœurs chacun) et de 24Go de mémoire vive. Le second est équipé de quatre microprocesseurs de type Intel®Xeon®E5-2690 (8 cœurs chacun) et de 96Go de mémoire vive. Ces deux serveurs de calcul sont exploités sous le système d'exploitation Microsoft Windows serveur version 2008 en 64 bits. Durant l'analyse exhaustive de la première version du problème d'optimisation, le temps de résolution moyen constaté pour une itération, a été de l'ordre de 5 minutes. De même, la résolution du problème sur une période de quatre heures, a nécessité environ 7h30 de calcul. Ces temps de calcul sont indicatifs puisque les serveurs de calculs du laboratoire sont partagés et que des calculs d'autres utilisateurs étaient en cours. La consommation mémoire maximale constatée est de l'ordre de 20Go. Il est aussi important de noter que GAMS et KNITRO ne mettent pas à profit le multiprocesseur, et que seulement un des cœurs des serveurs de calcul a été sollicité.

Les temps de calcul constatés sont contenus et compatibles avec l'utilisation de la méthodologie dans le cadre d'une démarche d'ingénierie. De même, les besoins en ressources de calcul peuvent être assurés avec les technologies informatiques actuellement à la portée d'un bureau d'étude. Toutefois, nous sommes plutôt à la limite de ce qui est actuellement faisable ; et il est difficile d'envisager d'augmenter la taille du problème, par exemple, pour traiter des périodes de temps plus longues.

Dans la majorité des cas, la résolution du problème d'optimisation n'a pas posé de problèmes particuliers de convergence. La seule exception notable a été la résolution de la version modifiée du problème permettant de minimiser la capacité du système de stockage sur la période complète. Cette version du problème est en effet plus difficile à résoudre, puisque la valeur maximale de l'énergie dans le système de stockage est la seule à avoir un impact sur la fonction objectif, contrairement à la minimisation de consommation où l'effet sur la fonction objectif est réparti sur l'intégralité de la période. Afin d'obtenir une solution, nous avons résolu le problème en plusieurs itérations, avec une augmentation progressive de la contrainte de tension jusqu'à la valeur cible, en utilisant les résultats de l'itération précédente comme point de départ à chaque nouvelle itération. En approchant ainsi progressivement de la solution, l'algorithme d'optimisation a été capable de converger.

4.6 Intérêt d'une loi de commande optimale

Dans le cadre de travaux complémentaires, nous avons étudiés en simulation l'intégration d'un système de stockage d'énergie dans un réseau d'électrification ferroviaire. Ces travaux, réalisés sous notre encadrement à SNCF I&R par Antonin Noirault, étudiant en filière Automatique et Systèmes d'Informations à Grenoble-INP ENSE³, ont permis de comparer une loi de commande de type régulation de tension aux lois de commande optimales obtenues par notre méthodologie. Cette partie présente un résumé des principaux résultats.

4.6.1 Principe de l'étude et modèle de simulation

Partant du constat que la loi de commande optimale n'est que théorique et demeure complexe à exploiter pour le pilotage en « temps réel » de systèmes de stockage dans un réseau d'électrification ferroviaire, nous avons identifié le besoin d'une évolution vers des commandes adaptées au pilotage en temps réel. Il est à noter qu'ESMERALDA n'est pas conçu pour la simulation de réseaux intégrant des systèmes de stockage, donc ne permet pas la comparaison de différentes lois de commande. Cette étude s'est déroulée en trois étapes :

- le développement d'un modèle de simulation de réseau ferroviaire
- l'intégration d'un modèle de système de stockage dans le réseau ferroviaire simulé
- la comparaison de plusieurs lois de commande du système de stockage.

Le modèle de simulation de la section entre Brétigny-sur-Orge et Dourdan a été réalisé sous MATLAB/Simulink. Ce modèle est en grande partie basé sur les hypothèses de modélisation que nous avons présentées dans le chapitre 3 (voir section §3.1). Il est décomposé en trois types de composants :

- un modèle de la partie distribution, où les relations entre les courants aux nœuds et tensions sont exprimées à l'aide des lois de Kirchhoff
- un modèle de sous-station, basé sur l'approximation en arc-tangente
- un modèle de train, basé sur les relations présentées en 3.1.5. Ces composants sont assemblés dans le modèleur graphique de Simulink de manière à représenter le réseau complet.

Le modèle du système de stockage a été développé sur la base du schéma électrique présenté sur la figure 4.30a. L'élément central est un hacheur réversible en courant qui permet de piloter le flux énergétique entre le réseau d'électrification ferroviaire et un élément de stockage se comportant comme une source de tension (batteries ou super-capacités). La méthodologie de Représentation Énergétique Macroscopique (REM) a été utilisée pour construire le modèle énergétique ainsi que la commande du hacheur. Ce modèle est présenté sur la figure 4.30b. La régulation du hacheur est conçue de manière à asservir la tension au niveau du point de connexion au réseau d'électrification ferroviaire. La variable de commande est alors la référence de tension.

Les résultats de la simulation réseau MATLAB/Simulink ont été comparés avec ceux fournis par ESMERALDA et le modèle d'optimisation. Dans un premier temps, le système de stockage a été validé seul, pour vérifier le bon fonctionnement des régulations, avant d'être intégré au modèle de simulation réseau pour une validation complète.

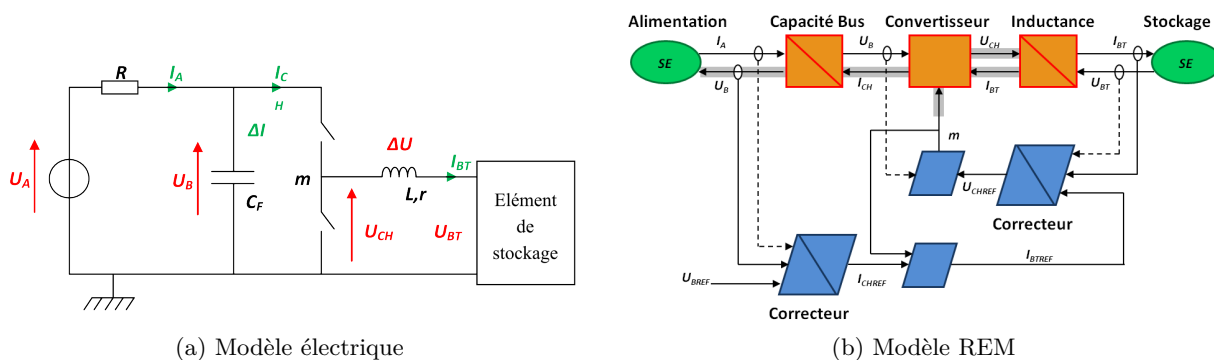


FIGURE 4.30 – Modèles du système de stockage

4.6.2 Comparaison des lois de commande

Comme dit plus haut, la variable de commande sur laquelle peut agir le niveau supervision afin de piloter le système de stockage est la référence de tension au niveau de son nœud de connexion (U_{BREF}). Nous avons comparé deux types de pilotage de cette variable de commande :

- le premier pilotage consiste à asservir la tension à un niveau constant (1700 V),
- le deuxième consiste à asservir la tension au niveau optimal déterminé via le problème d'optimisation pour assurer une tension minimale sur la zone de 1390 V (déterminé par l'étude présentée en 4.4.2).

La comparaison a été effectuée sur la base du même cycle d'une demi-heure que lors des analyses exhaustives avec le problème d'optimisation. Nous avons déterminé des indicateurs sur la capacité du système de stockage à réguler la tension (tensions minimale et maximale au niveau de nœud de connexion du système de stockage). Le dimensionnement nécessaire du système de stockage pour chaque loi de commande a aussi été calculé sur la base de sa sollicitation. Les données sont présentées dans le tableau 4.10.

	Pilotage en tension constante	Pilotage avec la loi optimale	Variation
Tension minimale	1674 V	1397 V	−20 %
Tension maximale	1775 V	1841 V	+4 %
Puissance maximale	4,9 MW	3,8 MW	−28 %
Capacité énergétique	251 kWh	120 kWh	−109 %
Constante de temps	184 s	113 s	−64 %

TABLEAU 4.10 – Comparaison des lois de commande

Concernant la tension au niveau du nœud de raccordement, on constate que la régulation en tension constante est plutôt performante, puisque la plage de variation de la tension est

seulement de 100 V. Avec la loi optimale, la consigne de tension étant variable, il est normal que la tension évolue dans une plage beaucoup plus importante. Le dimensionnement du système de stockage est lui beaucoup plus important pour un pilotage en tension constante plutôt que pour un pilotage avec la loi de commande optimale : l'application de la loi de commande optimale permet de réduire d'un tiers la puissance nécessaire au niveau du système de stockage et de diviser par deux la capacité nécessaire. On constate aussi que la capacité énergétique du système de stockage calculée via le modèle de simulation est très proche de celle calculée par le problème d'optimisation (120 kWh contre 119,8 kWh), ce qui permet de valider le bon fonctionnement du modèle complet de simulation.

Ces travaux complémentaires permettent de démontrer que la loi de pilotage du système de stockage possède une forte influence sur son dimensionnement. Ils justifient donc notre choix d'utiliser des outils d'optimisation pour déterminer les profils de pilotage du système de stockage. Ces profils « intelligents » permettent de réduire la taille et la puissance du système de stockage, tout en assurant l'objectif initial de soutien de tension. La loi de pilotage optimale n'est par contre pas adaptée au temps réel, et des travaux complémentaires sont nécessaires pour concevoir une gestion énergétique en temps réel.

Conclusion du chapitre

Ce chapitre présente l'application de la méthodologie et du modèle d'optimisation présentés au chapitre 3, dans le cadre de la conception d'un réseau d'électrification ferroviaire intégrant des systèmes de stockage d'énergie.

Dans un premier temps, nous avons décrit la manière dont la méthodologie a été mise en œuvre dans les outils de calcul. Le logiciel GAMS, intégrant le solveur KNITRO, a été utilisé pour implanter et résoudre le problème d'optimisation. Nous avons développé des outils supplémentaires afin de traiter les données et effectuer le calcul cinématique. Ceux-ci ont été développés à l'aide d'autres environnements de programmation comme JAVA et MATLAB.

Dans un deuxième temps, nous avons validé le modèle d'optimisation sur la base d'un cas de référence fourni par l'ingénierie SNCF. Cette phase de validation nous a permis de vérifier que les différents logiciels et modèles développés étaient valides. Notamment, cela nous a permis de constater que les nombreuses hypothèses effectuées lors de la formulation du problème d'optimisation n'introduisaient pas d'erreurs excessives sur la physique qu'il modélise.

Dans un troisième temps, nous avons présenté un cas d'application. Il correspond à une section de ligne du RER C présentant un terrain favorable à l'application de la méthodologie, puisque la section de ligne étudiée est le siège de nombreux problèmes d'alimentation.

Nous avons testé deux variantes du problème d'optimisation, avec à chaque fois une étude de l'influence du niveau de tension minimal sur une courte période de temps, permettant d'étudier l'impact des paramètres. Ensuite, nous avons étendu la période d'étude à une durée plus longue (quatre heures) correspondant à la période de pointe, ce qui nous a permis de montrer notre capacité à résoudre un problème de grande taille.

Enfin, nous avons présenté une étude basée sur de la simulation temporelle. Elle nous a permis de montrer que la loi de pilotage a un impact important sur le dimensionnement du système de stockage et qu'il est intéressant d'utiliser des outils d'optimisation pour la déterminer.

Conclusions

Nos travaux apportent de nouveaux outils pour la conception des réseaux électriques intégrant des systèmes de stockage d'énergie. L'utilisation de méthodes d'optimisation a permis de déterminer de manière simultanée la commande et le dimensionnement optimal d'un système de stockage d'énergie installé dans un réseau électrique ferroviaire afin d'en améliorer les performances.

Dans le chapitre 1, nous avons présenté les problématiques liées à l'augmentation du trafic dans le réseau ferroviaire. Partant du constat que certains réseaux électriques ferroviaires ne peuvent pas fournir la puissance nécessaire pour faire circuler plus de trains, nous avons identifié des solutions technologiques permettant de les renforcer. Nous avons fait le choix de nous orienter vers les systèmes de stockage d'énergie, qui présentent l'avantage de pouvoir assurer rapidement des opérations de renforcement du réseau, sans nécessiter d'investissements lourds, contrairement aux autres solutions.

Dans le chapitre 2, une étude des méthodes employées dans le dimensionnement des réseaux électriques nous a permis de nous orienter vers l'utilisation des méthodes d'optimisation, qui sont les plus adaptées à la complexité d'une étude systémique intégrant des systèmes énergétiques dynamiques que sont les systèmes de stockage d'énergie. Nous y présentons pourquoi nous avons décidé d'articuler notre méthodologie d'étude autour de la formulation d'un problème d'optimisation dérivé des Optimal Power Flow. Nous avons aussi identifié les méthodes de résolution et les outils logiciels adaptés à la résolution de ce genre de problèmes.

Le chapitre 3 présente la méthodologie que nous avons développée et plus particulièrement la formulation du problème d'optimisation pour l'étude des réseaux électrifiés en 1500V continu. Nous y décrivons la formulation d'un modèle mathématique du réseau d'électrification ferroviaire adapté à l'optimisation.

Nous présentons notamment nos avancées méthodologiques majeures qui nous ont permis de prendre en compte le déplacement des trains dans le réseau. En premier lieu, nous avons formulé un modèle du réseau d'électrification présentant une topologie fixe. Secondement, nous avons transformés certaines caractéristiques discontinues, comme le comportement des redresseurs, en modèles mathématiques continus équivalents. Nous avons aussi dû transformer des variables entières en variables continues l'aide de l'introduction d'une fonction pénalité et de contraintes supplémentaires.

L'ajout de contraintes, notamment liées à la qualité d'alimentation, et d'une fonction objectif,

nous a enfin permis de formuler un problème complet d'optimisation non linéaire.

Le chapitre 4 présente les résultats issus de l'application de notre méthodologie. Après une phase de validation du modèle d'optimisation, nous avons choisi d'appliquer notre méthodologie pour étudier la capacité d'un système de stockage d'énergie à améliorer la qualité d'alimentation sur une section du réseau aujourd'hui fortement contrainte en termes de capacité électrique.

Deux formulations du problème, ayant pour principal objectif de renforcer la qualité d'alimentation, ont été comparées : la première avec une commande optimale du système de stockage minimisant la consommation électrique du réseau ferroviaire, et la seconde visant à dimensionner la capacité du système de stockage au plus juste. Nous avons vu qu'il est nécessaire de fortement sur-dimensionner le système de stockage dans le premier cas.

Afin de traiter le problème, nous avons du travailler avec un pas de temps réduit (une seconde) sur une période longue (4 heures), portant la taille du problème d'optimisation, non linéaire, au-delà d'un million de variables et de contraintes. La résolution de celui-ci a été possible grâce à l'utilisation d'une modélisation analytique et d'une méthode d'optimisation de type point intérieur.

Enfin, l'emploi d'outils de simulation nous a permis de montrer que notre méthodologie permet de mieux dimensionner un système de stockage par rapport à l'emploi de stratégies classiques.

Perspectives

Nos travaux de thèse, présentés dans ce manuscrit, ne sauraient répondre entièrement à la question de l'intégration de systèmes de stockage d'énergie dans un réseau d'électrification ferroviaire. Cependant, ils ouvrent la voie à de nombreuses perspectives, que cela soit sur les aspects méthodologiques ou applicatifs.

A travers l'étude d'un système de stockage d'énergie, nous avons montré qu'il est possible d'utiliser des outils d'optimisation pour la conception d'un réseau électrique ferroviaire mais seuls les critères électrotechniques ont été abordés dans le problème d'optimisation. Afin de prendre en compte les critères liés à la marche des trains, on pourra envisager d'intégrer un modèle cinématique plus complet, qui ouvrira notamment la voie au calcul des marches optimales des trains en prenant en compte le réseau d'électrification ferroviaire. Ces évolutions entraînant une augmentation de la complexité du problème, l'utilisation de méthodes d'optimisation linéaires devra être considéré. Afin de pouvoir traiter l'intégralité des systèmes d'électrification présents sur le réseau, il sera nécessaire de développer un modèle permettant l'étude des réseaux électrifiés en courant alternatif. Enfin, on pourra envisager le développement d'un couplage avec les outils métier comme ESMERALDA afin de rendre plus accessible notre méthodologie aux ingénieurs devant l'utiliser.

La problématique du dimensionnement d'un système de stockage reste liée à celle de son pilotage une fois celui-ci mis en service dans un système réel. Notre méthodologie étant basée sur une vision théorique et une connaissance parfaite du réseau, elle n'est pas adaptée à une utilisation en temps réel. Il sera donc nécessaire de développer des nouveaux éléments méthodologiques permettant de déterminer une stratégie optimale de commande du système de stockage d'énergie qui tiendra compte des contraintes liées au temps réel. Ce développement de stratégies de commande devra être accompagné de la construction d'outils de simulation permettant de les valider.

D'un point de vue applicatif, nous pourrions dans un premier temps envisager d'adapter notre méthodologie pour le dimensionnement d'autres solutions technologiques de renforcement des réseaux d'électrification ferroviaire. Notre méthodologie est par exemple particulièrement adaptée à l'étude de systèmes actifs tels que les FACTS, moyennant des adaptations du modèle d'optimisation. On pourra aussi envisager d'employer des méthodes d'optimisation dans le cadre des études liées aux solutions traditionnelles (construction d'une nouvelle sous-station par exemple) afin de permettre aux ingénieurs d'effectuer plus rapidement leurs choix.

Enfin, la construction d'un démonstrateur technologique de système de stockage d'énergie intégré au réseau ferroviaire restera une étape nécessaire entre les phases d'études préliminaires, dont nos travaux font partie, et le déploiement d'un produit industriel à grande échelle dans les

réseaux électriques ferroviaires.

Bibliographie

- [1] SNCF, « Le ter en 2030 », rap. tech., SNCF Proximités, 2008.
- [2] CENELEC, « Railway applications - supply voltages of traction systems », 2005.
- [3] CENELEC, « Railway applications - power supply and rolling stock - technical criteria for the coordination between power supply (substation) and rolling stock to achieve interoperability », 2005.
- [4] J. BAUMGARTNER, *Prices and costs in the railway sector*, 2001.
- [5] A. LEHR, « L'électrification des chemins de fer du midi », *Revue géographique des Pyrénées et du Sud-Ouest*, vol. 5, no. 4, p. 365–378, 1934.
- [6] P. LADOUX, F. ALVAREZ, H. CARON, G. JOSSE et J.-P. PERRET, « Une nouvelle structure d'alimentation des caténaires 1500v : le système 2 x 1 500 v », *Revue générale des chemins de fer*, no. JUN, p. 21–31, 2006.
- [7] M. AEERHARD, C. COURTOIS et P. LADOUX, « Railway traction power supply from the state of the art to future trends », in *International Symposium on Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM 2010)*, (Pisa, Italy), p. 1350 –1355, june 2010.
- [8] A. TALIBART, « Le projet high voltage booster (hvb) », *Revue générale des chemins de fer*, vol. 127, no. AVR, p. 19–23, 2004.
- [9] URSAT, XAVIER, JACQUET-FRANCILLON, HENRI et RAFAÏ, ISABELLE, « Expérience d'edf dans l'exploitation des step françaises », *La Houille Blanche*, no. 3, p. 32–36, 2012.
- [10] P. MERCIER, R. CHERKAoui et A. OUDALOV, « Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, p. 1469–1477, Aug 2009.
- [11] P. FAIRLEY, « Flywheels keep the grid in tune », *IEEE Spectrum*, vol. 48, no. 7, p. 16–18, 2011.
- [12] K. DIVYA et J. ØSTERGAARD, « Battery energy storage technology for power systems—an overview », *Electric Power Systems Research*, vol. 79, no. 4, p. 511 – 520, 2009.
- [13] S. HOLM, H. POLINDER, J. FERREIRA, P. VAN GELDER et R. DILL, « A comparison of energy storage technologies as energy buffer in renewable energy sources with respect to power capability », in *Proceedings of IEEE Young Researchers Symposium on Electrical Power Engineering*, (Leuven, Belgium), 2002.
- [14] R. SAVARZEIX, « Alimentation en énergie des installations de de signalisation à la sncf », *Revue générale des chemins de fer*, vol. 102, p. 757–763, 1983.

- [15] J.-P. MOSKOWITZ et O. CHANTAL, « Tramway sans caténaire : les solutions d'alstom », *TEC*, vol. 184, p. 39–43, 2004.
- [16] R. BARRERO, « Braking energy recovery – from simulations to tangible results », in *UIC Energy Efficiency Days*, 2014.
- [17] A. JEUNESSE et M. THIOUNN, « Plathée : la locomotive hybride de la sncf : De la conception à l'expérimentation sur le domaine ferroviaire », *Revue générale des chemins de fer*, no. 215, p. 6–45, 2012.
- [18] A. JAAFAR, C. AKLI, B. SARENI, X. ROBOAM et A. JEUNESSE, « Sizing and energy management of a hybrid locomotive based on flywheel and accumulators », *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 58, p. 3947–3958, Oct 2009.
- [19] W. LHOMME, P. DELARUE, P. BARRADE, A. BOUSCAYROL et A. RUFER, « Design and control of a supercapacitor storage system for traction applications », in *Conference Record of the Industry Applications Conference, 2005. Fourtieth IAS Annual Meeting. 2005*, vol. 3, p. 2013–2020 Vol. 3, Oct 2005.
- [20] A. B. TURNER, « A study of wayside energy storage systems (wess) for railway electrification », *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. IA-20, p. 484–492, May 1984.
- [21] M. CHYMER, A. RENFREW et M. BARNES, « Analyzing the potential of energy storage on electrified transit systems », in *Proceedings of the 8th world congress of railway research*, (Seoul, Korea), May 2008.
- [22] R. BARRERO, X. TACKOEN et J. VAN MIERLO, « Improving energy efficiency in public transport : Stationary supercapacitor based energy storage systems for a metro network », in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, 2008. VPPC '08.*, (Harbin, Hei Longjiang, China), p. 1–8, Sept 2008.
- [23] L. BATTISTELLI, F. CICCARELLI, D. LAURIA et D. PROTO, « Optimal design of dc electrified railway stationary storage system », in *International Conference on Clean Electrical Power*, (Capri, Italy), p. 739–745, June 2009.
- [24] A. RUFER, D. HOTELLIER et P. BARRADE, « A supercapacitor-based energy storage substation for voltage compensation in weak transportation networks », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, p. 629–636, April 2004.
- [25] HITACHI RAILWAY SYSTEMS, « East japan railway company, ome line haijima substation commencement of operation of a system using lithium-ion batteries for the storage of regenerative power (the wayside b-chop system) ». <http://www.hitachi-rail.com/topics/2013/130220.html>, February 2013. Consulté en septembre 2015.
- [26] SAFT BATTERIES, « First-in-the-world technology innovation brings smart grid into philadelphia train stations ». <http://www.saftbatteries.com/press/press-releases/first%E2%80%90in%E2%80%90the%E2%80%90world-technology-innovation-brings-smart-grid-philadelphia-train>, 2012.
- [27] SEQUOVIA, « Le métro de rennes encore plus écolo ». <http://www.sequovia.com/actualites/5043-le-metro-de-rennes-encore-plus-ecolo.html>, 2010. Consulté en septembre 2015.

- [28] P. GUPTA et M. HUMPHREY DAVIES, « Digital computers in power-system analysis », *Journal of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 7, p. 165 –166, march 1961.
- [29] C.-W. HO, A. RUEHLI et P. BRENNAN, « The modified nodal approach to network analysis », *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, vol. 22, p. 504 – 509, jun 1975.
- [30] L. WEDEPOHL et L. JACKSON, « Modified nodal analysis : an essential addition to electrical circuit theory and analysis », *Engineering Science and Education Journal*, vol. 11, p. 84 –92, jun 2002.
- [31] H. L. HAZEN, O. R. SCHURIG et M. F. GARDNER, « The m. i. t. network analyzer design and application to power system problems », *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 49, p. 1102 –1113, july 1930.
- [32] G. STAGG et A. EL-ABIAD, *Computer Methods in Power System Analysis*. McGraw-Hill Education, 1971.
- [33] J.-C. SABONNADIÈRE et N. HADJSAÏD, *Lignes et réseaux électriques*, vol. 2. Hermes Science Publications, 2007.
- [34] W. M. KAHAN, *Gauss-Seidel methods of solving large systems of linear equations*. Thèse doctorat, University of Toronto, 1958.
- [35] A. BEN-ISRAEL, « A newton-raphson method for the solution of systems of equations », *Journal of Mathematical Analysis and Applications*, vol. 15, no. 2, p. 243 – 252, 1966.
- [36] B. STOTT et O. ALSAC, « Fast decoupled load flow », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, p. 859–869, May 1974.
- [37] L. W. NAGEL et D. PEDERSON, « Spice (simulation program with integrated circuit emphasis) », Rap. tech. UCB/ERL M382, EECS Department, University of California, Berkeley, Apr 1973.
- [38] J. M. RABAEY, « The spice page ». <http://bwrcs.eecs.berkeley.edu/Classes/IcBook/SPICE/>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [39] CADENCE PCB SOLUTIONS, « Orcad pspice designer : page de présentation du produit ». <http://www.orcad.com/products/orcad-pspice-designer/overview>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [40] POWERSIM INC., « Psim : Page de présentation du produit ». <http://powersimtech.com/products/psim/>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [41] PLEXIM, « Plects : The simulation platform for power electronic systems ». <http://www.plexim.com/plecs>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [42] CEDRAT, « Cedrat : site internet, section portunus ». <http://www.cedrat.com/en/software/portunus.html>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [43] SYNOPSYS, INC., « Saber : page de présentation du produit ». <http://www.synopsys.com/prototyping/saber/Pages/default.aspx>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [44] ANSYS, « Ansys simplorer : page de présentation du produit ». <http://www.ansys.com/Products/Simulation+Technology/Electronics/Electromechanical/ANSYS+Simplorer>, 2015. Consulté en septembre 2015.

- [45] TRACTEBEL ENGINEERING GDF SUEZ et RTE, « Eurostag : page de présentation du produit ». <http://www.eurostag.be/en/products/eurostag/the-reference-power-system-dynamic-simulation/>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [46] ETAP, « Etap : page de présentation du produit ». <http://etap.com/electrical-power-system-software/etap-products.htm?lang=en-US>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [47] CYME INTERNATIONAL, « Cyme power engineering software : page de prprésentation produit ». <http://www.cyme.com/software/>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [48] EMTP, « Alternative transients program : site internet du produit ». <http://www.emtp.org/>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [49] MATLAB, « Matlab® : Fiche produit ». www.mathworks.fr/products/datasheets/pdf/matlab.pdf, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [50] F. MILANO, « Pages personnelles de milano, f., auteur de psat ». <http://faraday1.ucd.ie/>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [51] R. D. ZIMMERMAN et C. E. MURILLO-S'ANCHEZ, « Matpower : Site internet ». <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [52] OPENTRACK RAILWAY TECHNOLOGY LTD, « Opentrack : page de présentation du produit ». http://www.opentrack.ch/opentrack/opentrack_e/opentrack_e.html, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [53] INSTITUT FÜR BAHNTECHNIK GMBH, « Openpowernet : site internet ». <http://www.openpowernet.com/>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [54] SIGNON DEUTSCHLAND GMBH, « Suite elbas : site internet du produit ». http://elbas.de/index_e.html, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [55] J. COUMEL et C. COURTOIS, « Traction électrique ferroviaire - dynamique ferroviaire et sous-stations », rap. tech., Techniques de l'ingénieur, 2009.
- [56] A. BOUSCAYROL, *Formalismes de représentation et de commande appliqués aux systèmes électromécaniques multimachines multiconvertisseurs*. Thèse doctorat, Université Lille1 - Sciences et Technologies, Décembre 2003. Habilitation à Diriger des Recherches.
- [57] R. XAVIER, *Conception systémique pour la conversion d'énergie électrique 1 : gestion, analyse et synthèse*. Lavoisier, 2012.
- [58] COMISSION NATIONALE DU DÉBAT PUBLIC, « Projet de ligne à très haute tension cotentin-maine ». <http://www.debatpublic.fr/projet-ligne-a-tres-haute-tension-cotentin-maine>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [59] R. ROMERO et A. MONTICELLI, « A hierarchical decomposition approach for transmission network expansion planning », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 1, p. 373-380, 1994.
- [60] R. FANG et D. HILL, « A new strategy for transmission expansion in competitive electricity markets », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, p. 374-380, 2003.

-
- [61] M. BLANCHARD, L. DELORME, C. SIMARD et Y. NADEAU, « Experience with optimization software for distribution system planning », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, p. 1891–1898, Nov 1996.
 - [62] V. NEIMANE, *On Development Planning Of Electric Distribution Networks*. Thèse doctorat, Kungl Tekniska Högskolan (Royal Institute of Technology), Stockholm, November 2001.
 - [63] N. BOULAXIS et M. PAPADOPOULOS, « Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and gis facilities », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 17, p. 242–247, Jan 2002.
 - [64] N. PADHY, « Unit commitment - a bibliographical survey », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, p. 1196–1205, 2004.
 - [65] H. MORAIS, P. KÁDÁR, P. FARIA, Z. A. VALE et H. KHODR, « Optimal scheduling of a renewable micro-grid in an isolated load area using mixed-integer linear programming », *Renewable Energy*, vol. 35, no. 1, p. 151 – 156, 2010.
 - [66] A. MERCIER, C. BENOIT, Y. BESANGER et F. WURTZ, « MILP Formulation for Large Scale Peak Shaving Problems in Low Voltage Smart Grids », in *OIPE 2014*, (Delft, Netherlands), p. ., sept. 2014.
 - [67] M. B. CAIN, R. P. O’NEILL et A. CASTILLO, « History of optimal power flow and formulations », rap. tech., Federal Energy Regulatory Commission, 2012.
 - [68] R. P. O’NEILL, A. CASTILLO et M. B. CAIN, « The iv formulation and linear approximations of the ac optimal power flow problem », rap. tech., Federal Energy Regulatory Commission, 2012.
 - [69] R. P. O’NEILL, A. CASTILLO et M. B. CAIN, « The computational testing of ac optimal power flow using the current voltage formulations », rap. tech., Federal Energy Regulatory Commission, 2012.
 - [70] A. CASTILLO et R. P. O’NEILL, « Survey of approaches to solving the acopf », rap. tech., Federal Energy Regulatory Commission, 2013.
 - [71] A. CASTILLO et R. P. O’NEILL, « Computational performance of solution techniques applied to the acopf », rap. tech., Federal Energy Regulatory Commission, 2013.
 - [72] P. A. LIPKA, R. P. O’NEILL et S. OREN, « Developing line current magnitude constraints for ieee test problems », rap. tech., Federal Energy Regulatory Commission, 2013.
 - [73] M. PIRNIA, R. P. O’NEILL, P. A. LIPKA et C. CAMPAIGNE, « A computational study of preprocessed linear approximations to the convex constraints in the iterative linear iv-acopf formulation », rap. tech., Federal Energy Regulatory Commission, 2013.
 - [74] C. CAMPAIGNE, P. A. LIPKA, M. PIRNIA, R. P. O’NEILL et S. OREN, « Testing step-size limits for solving the linelinear current voltage ac optimal power flow », rap. tech., Federal Energy Regulatory Commission, 2013.
 - [75] A. SCHECTER et R. P. O’NEILL, « Exploration of the acopf feasible region for the standard ieee test set », rap. tech., Federal Energy Regulatory Commission, 2013.
 - [76] J. ZHU et J. A. MOMOH, « Multi-area power systems economic dispatch using nonlinear convex network flow programming », *Electric Power Systems Research*, vol. 59, no. 1, p. 13 – 20, 2001.

- [77] X. TONG et M. LIN, « Semismooth newton-type algorithms for solving optimal power flow problems », in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition : Asia and Pacific, 2005*, p. 1–7, 2005.
- [78] S.-D. CHEN et J.-F. CHEN, « A new algorithm based on the newton -raphson approach for real-time emission dispatch », *Electric Power Systems Research*, vol. 40, no. 2, p. 137 – 141, 1997.
- [79] G. TORRES et V. QUINTANA, « An interior-point method for nonlinear optimal power flow using voltage rectangular coordinates », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, p. 1211–1218, Nov 1998.
- [80] J. MOMOH et J. ZHU, « Improved interior point method for opf problems », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, p. 1114–1120, Aug 1999.
- [81] M. RUIZ, J. MAEGHT, A. MARIÉ, P. PANCIATICI et A. RENAUD, « A progressive method to solve large-scale ac optimal power flow with discrete variables and control of the feasibility », in *18th Power Systems Computation Conference*, (Wroclaw, Poland), August 2014.
- [82] E. LOBATO, R. ROUCO, M. NAVARRETE, R. CASANOVA et G. LOPEZ, « An lp-based optimal power flow for transmission losses and generator reactive margins minimization », in *IEEE Power Tech Proceedings, 2001*, vol. 3, (Porto, Portugal), p. 5 pp. vol.3–, IEEE, September 2001.
- [83] A. BERIZZI, M. DELFANTI, P. MARANNINO, M. PASQUADIBISCEGLIE et A. SILVESTRI, « Enhanced security-constrained opf with facts devices », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, p. 1597–1605, Aug 2005.
- [84] W.-M. LIN, S.-J. CHEN et Y.-S. SU, « An application of interior-point based opf for system expansion with facts devices in a deregulated environment », in *International Conference on Power System Technology, 2000. Proceedings. PowerCon 2000.*, vol. 3, (Perth, WA, Australia), p. 1407–1412, December 2000.
- [85] D. GAYME et U. TOPCU, « Optimal power flow with large-scale storage integration », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, p. 709–717, 2013.
- [86] L. ABRAHAMSSON, S. ÖSTLUND et L. SÖDER, « Optimal power flow (opf) model with unified ac-dc load flow and optimal commitment for an ac-catenary railway power supply system (rpss) fed by a high voltage dc (hvdc) transmission line », 2012.
- [87] R. VIAL, *Vers un dimensionnement optimal structure-commande de système multi-convertisseurs. Application aux réseaux de tramways*. Thèse doctorat, Université de Grenoble, Laboratoire de Génie électrique de Grenoble (G2Elab), Janvier 2012.
- [88] A. LÓPEZ-LÓPEZ, R. PECHARROMÁN, J. GARCÍA-MATOS, A. FERNANDEZ-CARDADOR et A. CUCALA, « Optimal deployment of energy storage systems in a dc-electrified railway system », in *Thirteenth International Conference on Design and Operation in Railway Engineering (COMPRAIL 2012)*, vol. 127, (New Forest, UK), p. 603–614, September 2012.
- [89] M. BIERLAIRE, *Introduction à l'optimisation différentiable*. Presses polytechniques et universitaires romandes, 2006.
- [90] J.-F. BONNANS, J.-C. GILBERT, C. LEMARÉCHAL et C. SAGASTIZÁBAL, *Optimisation Numerique : Aspects theoriques et pratiques*. Springer, 1997.

-
- [91] J. A. NELDER et R. MEAD, « A simplex method for function minimization », *The computer journal*, vol. 7, no. 4, p. 308–313, 1965.
 - [92] G. B. DANTZIG, « Origins of the simplex method », in *A History of Scientific Computing* (S. G. NASH, éd.), p. 141–151, New York, NY, USA : Association for Computing Machinery, 1990.
 - [93] P. T. BOGGS et J. W. TOLLE, « Sequential quadratic programming », *Acta Numerica*, vol. 4, p. 1–51, 1 1995.
 - [94] Y. NESTEROV et A. NEMIROVSKII, *Interior-Point Polynomial Algorithms in Convex Programming*. Society for Industrial and Applied Mathematics, 1994.
 - [95] J. NOCEDAL et S. WRIGHT, *Numerical Optimization*. Springer, 2006.
 - [96] D. LANCIEN et M. FONTAINE, « Calculs de marches de train économisant l'énergie de traction–le programme mareco », *Revue Générale des Chemins de Fer*, p. 679–692, 1981.
 - [97] E. L. LAWLER et D. E. WOOD, « Branch-and-bound methods : A survey », *Operations Research*, vol. 14, no. 4, p. 699–719, 1966.
 - [98] J. H. HOLLAND, *Adaptation in natural and artificial systems : an introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence*. MIT press, 1992.
 - [99] K. DEB, A. PRATAP, S. AGARWAL et T. MEYARIVAN, « A fast and elitist multiobjective genetic algorithm : Nsga-ii », *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 6, p. 182–197, Apr 2002.
 - [100] P. J. VAN LAARHOVEN et E. H. AARTS, *Simulated annealing : theory and applications*, vol. 37. Springer Science & Business Media, 1987.
 - [101] M. DORIGO, M. BIRATTARI et T. STUTZLE, « Ant colony optimization », *IEEE Computational Intelligence Magazine*, vol. 1, p. 28–39, Nov 2006.
 - [102] R. C. EBERHART et J. KENNEDY, « A new optimizer using particle swarm theory », in *Proceedings of the sixth international symposium on micro machine and human science*, vol. 1, p. 39–43, New York, NY, 1995.
 - [103] B. DELINCHANT, « La cao et l'optimisation de systèmes, une approche par couplages dynamiques de composants », Décembre 2011. Habilitation à Diriger des Recherches.
 - [104] M. C. FU, « Chapter 19 gradient estimation », in *Simulation* (S. G. HENDERSON et B. L. NELSON, eds), vol. 13 in *Handbooks in Operations Research and Management Science*, p. 575 – 616, Elsevier, 2006.
 - [105] O. HAJJI, *Contribution au développement de méthodes d'optimisation stochastiques. Application à la conception des dispositifs électrotechniques*. Thèse doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2003.
 - [106] S. BRISSET, *Démarches et Outils pour la Conception Optimale des Machines Electriques*. Thèse doctorat, Université Lille1 - Sciences et Technologies, Décembre 2007. Habilitation à Diriger des Recherches.
 - [107] B. SARENI, L. KRÄHENBÜHL et A. NICOLAS, « Niching genetic algorithms for optimization in electromagnetics. i. fundamentals », *IEEE transactions on magnetics*, vol. 34, no. 5, p. 2984–2987, 1998.

- [108] A. GRIEWANK, « A mathematical view of automatic differentiation », in *Acta Numerica*, vol. 12, p. 321–398, Cambridge University Press, 2003.
- [109] NOESIS, « Optimus : Site internet du produit. ». <http://www.noesissolutions.com/Noesis/about-optimus>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [110] ESTECO SPA, « modefrontier : page de présentation du produit ». <http://www.esteco.com/modefrontier>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [111] DASSAULT SYSTÈMES, « Isight & the simulia execution engine ». <http://www.3ds.com/products-services/simulia/products/isight-simulia-execution-engine/>, 2015.
- [112] CEDRAT, « Cedrat : Site internet, section got-it ». <http://www.cedrat.com/en/software/got-it.html>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [113] CEDRAT, « Cedrat : Site internet, section flux ». <http://www.cedrat.com/en/software/flux.html>, 2015. Consulté en octobre 2015.
- [114] VESTA SYSTEM, « Vesta system : Site internet ». <http://www.vesta-system.fr/fr/produits/cades>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [115] G2ELAB, « Reluctool - pre-sizing and static and dynamic modelling by reluctance networks of electromagnetic systems ». <http://www.g2elab.grenoble-inp.fr/mage/-286654.kjsp>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [116] T. P. DO, B. DU PELOUX DE SAINT ROMAIN, L. GERBAUD et F. WURTZ, « Reluctool », mai 2011. Brevet numéro DDN.FR.001.160010.001.S.P2007.000.20600.
- [117] P. ENCIU, *Dérivation Automatique pour le calcul des sensibilités appliqué au dimensionnement en génie électrique*. Thèse doctorat, Université de Grenoble, Laboratoire de Génie électrique de Grenoble (G2Elab), Décembre 2009.
- [118] GAMS DEVELOPMENT CORPORATION, « The gams system ». <http://gams.com/docs/intro.htm>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [119] AMPL, « Ampl : Site internet ». <http://ampl.com/>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [120] IBM, « Cplex optimizer : page de présentation du produit ». <http://www-01.ibm.com/software/commerce/optimization/cplex-optimizer/>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [121] HSL, « Vf13 package specification ». www.hsl.rl.ac.uk/archive/specs/vf13.pdf, 2011. Consulté en septembre 2015.
- [122] A. WÄCHTER et L. T. BIEGLER, « On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming », *Mathematical Programming*, vol. 106, no. 1, p. 25–57, 2006.
- [123] COIN-OR INITIATIVE, « Ipopt home page ». <https://projects.coin-or.org/Ipopt>, 2015. Consulté en septembre 2015.
- [124] R. BYRD, J. NOCEDAL et R. WALTZ, « Knitro : An integrated package for nonlinear optimization », in *Large-Scale Nonlinear Optimization* (G. DI PILLO et M. ROMA, eds), vol. 83 in *Nonconvex Optimization and Its Applications*, p. 35–59, Springer US, 2006.
- [125] MATHWORKS, « Documentation matlab® : page d’aide de fmincon ». <http://fr.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html>, 2015. Consulté en septembre 2015.

- [126] O. BOSSI, « Vers la conception optimale d'une électrification ferroviaire », *3EI*, vol. 74, p. 9–16, 2013.
- [127] T. STEEL, « Rail technical guide ». http://www.tatasteel europe.com/static_files/Downloads/Rail/Rail%20technical%20guide%20Eng.pdf, 2015.
- [128] T. CHRISTEN et M. W. CARLEN, « Theory of ragone plots », *Journal of Power Sources*, vol. 91, no. 2, p. 210 – 216, 2000.

Annexe : Équations du problème d'optimisation

Contraintes d'égalité

Sous-stations

$$I_D = \mathcal{R}(V_D, R_{eq}, a_1, a_2) = \frac{V}{R_{eq}} \frac{1}{\pi} (\arctan(a_1 V_D) + \frac{\pi}{2} + a_2 \pi) + \frac{1}{a_1 R_{eq} \pi}$$

$$I_{DSST}(V_{DSST}) = \mathcal{R}(V_{DSST}, R_{DSST}, a_{1SST}, a_{2SST})$$

$$V_{DSST} = E_{SST} - V_{nRac}$$

Réseau électrique

$$\underbrace{\begin{bmatrix} Y_k & B \\ C & Z \end{bmatrix}}_{\text{Matrice nodale modifiée}} \times \underbrace{\begin{bmatrix} \vec{V}_k \\ \vec{I}_k \end{bmatrix}}_{\text{Inconnues à déterminer}} = \underbrace{\begin{bmatrix} \vec{J}_k \\ \vec{E}_k \end{bmatrix}}_{\text{Valeurs des sources connues}}$$

Trains

Puissance électrique

$$P_{Train,k} = V_{Train,k} \times I_{Train,k}^{Moteur},$$

Courant dans le rhéostat

$$I_{Train,k}^{Rheostat} = \mathcal{R}(V_{nTrain,k} - U_{max1}, \frac{1}{\alpha_{rheostat}}, a_{1Rheostat}, a_{2Rheostat})$$

Connexion d'un train au nœud k

$$\begin{cases} I_{n,k} = I_{Train,k}^{Moteur} + I_{Train,k}^{Rheostat} & \text{si le train est réellement connecté au noeud } n \\ I_{n,k} = 0 & \text{si aucun train n'est connecté} \end{cases}$$

Système de stockage

Énergie stockée

$$W_{s,k+1} = W_{s,k} + \Delta t \times \left(\eta_s^I \cdot P_{s,k}^I - \frac{P_{s,k}^O}{\eta_s^O} \right) \forall k$$

Séparation des puissances

$$P_{s,k} = P_{s,k}^I - P_{s,k}^O$$

Rampe

$$R_{s,k+1} = \frac{[P_{s,k+1}^I - P_{s,k+1}^O] - [P_{s,k}^I - P_{s,k}^O]}{\Delta t}$$

Fonction objectif

Consommation

$$W_{Cycle} = \sum_{j=Sous\ stations} \left[E_{SST} \times \left[\sum_{k=0}^{k=K} I_{SST,k} \right] \right]$$

Fonction pénalité

$$Pénalité = \alpha_{MPEC} \sum_s \sum_k [\lambda_{s,k}(1 - \lambda_{s,k})]$$

Fonction objectif

$$Objectif = W_{Cycle} + Pénalité$$

Contraintes d'inégalité

Contraintes sur les niveaux de tension

$$V_n^{MIN} \leq V_{n,k} \leq V_n^{MAX}$$

Système de stockage

Contraintes sur l'énergie

$$0 \leq W_{s,k} \leq W_s^{MAX} \forall k$$

$$W_{s,k=0} = W_{s,k=k_e} \forall s$$

Contraintes sur la vitesse de variation de la puissance

$$R_s^{MIN} \leq R_{s,k} \leq R_s^{MAX} \forall k$$

Contraintes sur la puissance

$$0 \leq P_{s,k}^I \leq \lambda_{s,k} \cdot P_s^{I_{MAX}}$$

$$0 \leq P_{s,k}^O \leq (1 - \lambda_{s,k}) \cdot P_s^{O_{MAX}}$$

Contraintes sur la variable binaire λ

$$0 \leq \lambda_{s,k} \leq 1$$

Résumé

L'intégration de systèmes de production décentralisés et de stockage d'énergie dans les réseaux d'électrification ferroviaires est envisagée comme une solution pour améliorer les performances électriques et énergétiques des réseaux électriques ferroviaire qui font face à une forte augmentation de trafic. Cette solution doit permettre de réduire les coûts d'investissement et d'exploitation des réseaux ferroviaires (moins de consommation, des renforcements d'infrastructures limités) par rapport aux solutions conventionnelles.

Ces travaux de thèse visent à définir une méthodologie de conception optimale et de gestion énergétique des systèmes de production et de stockage de l'énergie dans un environnement ferroviaire. La méthodologie proposée devra constituer pour les ingénieurs une aide à la conception et au dimensionnement des futurs réseaux ferroviaires.

Une méthodologie basée sur des modèles d'optimisation non linéaire a été développée. Elle propose une approche originale du traitement des charges mobiles et des dispositifs non linéaires du réseau (sous-stations, moyens de stockage, rhéostat de freinage) pour l'optimisation. Elle permet de déterminer le dimensionnement et la loi de pilotage optimaux d'un système de stockage intégré à un réseau d'électrification ferroviaire.

La méthodologie a été appliquée à une section de réseau urbain électrifiée en 1500V continu. Un système de stockage d'énergie est alors utilisé pour résoudre un problème de qualité d'alimentation et réduire la consommation énergétique. Les résultats obtenus montrent les gains apportés par le stockage et fournissent un guide pour le choix du mode de stockage (batterie, supercondensateur, volant d'inertie) le plus pertinent pour l'application considérée.

Des perspectives sont finalement ouvertes pour l'extension de notre méthodologie aux systèmes de production décentralisés, aux réseaux électrifiés en courant alternatifs et aux autres types de solutions technologiques (FACTS, HVB. . .).

Abstract

Integration of decentralized production and energy storage systems into railway electrification networks are considered as a solution in order to improve their electrical and energetic performances when facing a major traffic increase. This solution shall allow to reduce the investment and exploitation costs of railway networks (less energy consumption, less reinforcement work on infrastructures) compared to conventional solutions.

The work presented in this manuscript aim to define a methodology for optimal sizing and energetic management of energy production and/or storage systems for a railway network. The proposed methodology must help engineers while designing future railway networks.

A methodology based on a non linear optimization model has been developed. A novel approach of the modeling of mobile loads and non linear components of the network (feeding substations, energy storage systems, braking rheostats) is proposed for optimization process. It allows the computation of the optimal sizing and control law of an energy storage system implemented in a railway electrification network.

This methodology has been applied to a DC 1500V electrified urban network section. An energy storage system has been introduced in order to solve power quality issues and to reduce energy consumption. The results shows the benefits of the energy storage system and provides indications to choose the better energy storage system technology (batteries, super-capacitors, flywheel) for the considered application.

Future developments shall be the extension of our methodology to decentralized production systems, AC electrified railway networks and other technological solutions (FACTS, HVB...).